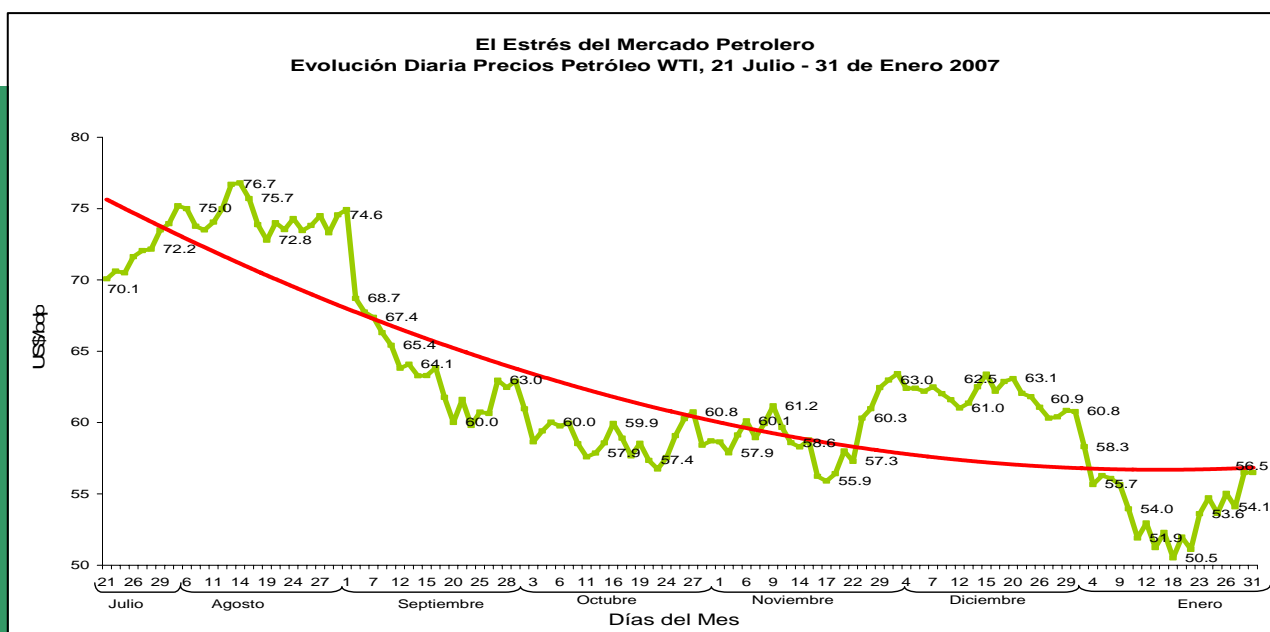


## A. PETRÓLEO Y COMBUSTIBLES

**1. Distensión del mercado petrolero.** El mercado petrolero ha dado un respiro nada despreciable a las economías altamente dependientes de las importaciones energéticas, conformando el mayor período de estabilidad de precios desde hace más de un año. Al cierre de diciembre, tras dieciséis semanas consecutivas de estabilidad y precios a la baja, el precio del WTI se había encogido **21%** respecto del nivel-pico (**\$77.1 dólares**) que registró en la primera semana de agosto de 2006; noviembre concluyó con la cotización promedio más baja (**\$55 dólares**) en últimos dieciocho meses. En diciembre los precios se recuperaron en un nivel significativo promediando el WIT **\$62.0** dólares (Gráfico No. 1). En la presente coyuntura puede sostenerse que la tendencia alcista que se inició hace **85 meses** en el mercado petrolero está detenida, no revertida; y se mantienen los pronósticos de que los precios altos del petróleo parecen ir para largo, por lo menos hasta 2008-2010, según proyecciones de los expertos. No hay que perder de vista que el mercado petrolero es muy volátil; que así como sube, puede bajar en el corto plazo, por lo que siempre es conveniente considerar en el análisis las condicionantes estructurales de su comportamiento. Mes a mes, el promedio más alto del barril de petróleo se observó en agosto pasado (**\$74.4 dólares**), cayendo casi diez dólares en el promedio de septiembre, tendencia que se extendió en los dos meses siguientes. La recuperación que registraron los precios en diciembre fue impulsada principalmente por un retroceso generalizado en las existencias de los Estados Unidos, por la efectividad del recorte-OPEP a la producción, conforme lo programado en noviembre, la aparición de vientos helados en algunas regiones de los Estados Unidos y el nuevo acuerdo-OPEP de corte a la producción pactado en Abuya, Nigeria a mediados de diciembre. En enero de 2007 los precios del petróleo se mantuvieron distendidos, promediando **\$54.4** dólares; este comportamiento abonó estabilidad y certidumbre al clima macroeconómico, tanto en el ámbito mundial como local.

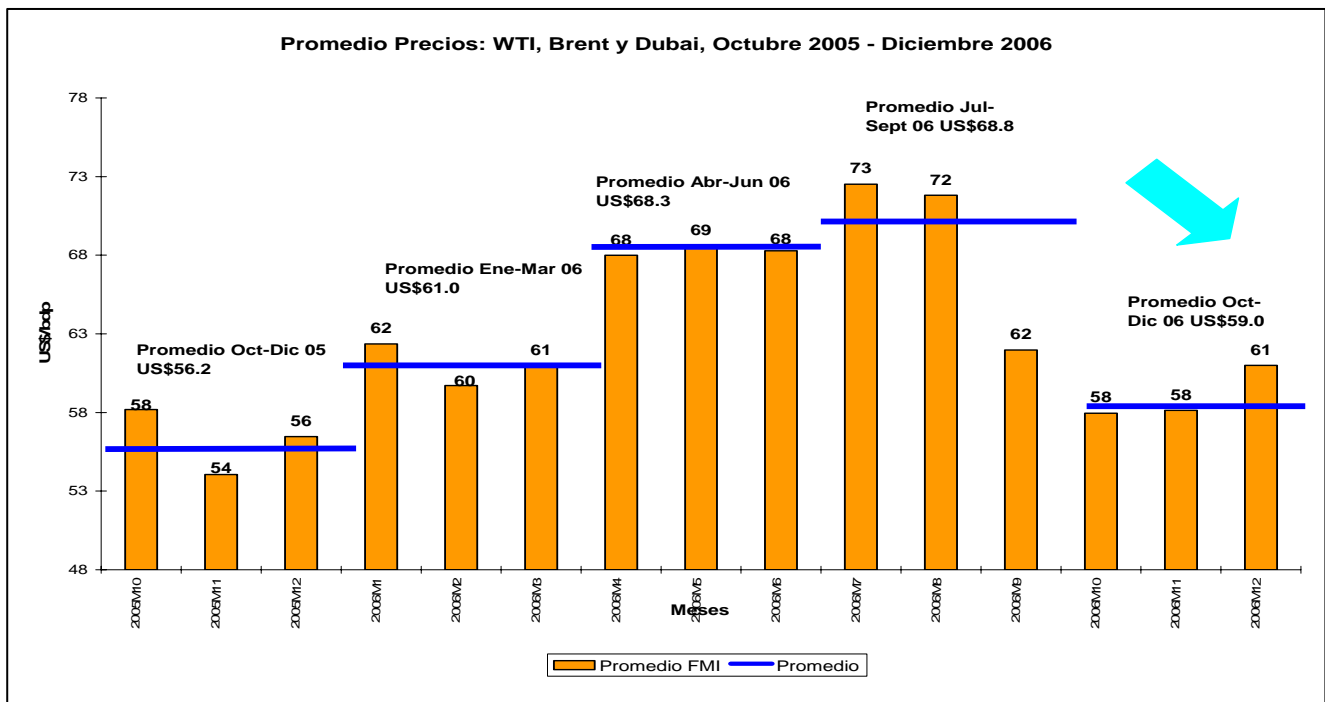
Gráfico No. 1



FUENTE: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de la Agencia Americana de la Energía.

**2. La explicación.** Tomando como referencia el promedio de canastas del FMI<sup>1</sup>, visto en una perspectiva de promedio mensual, el precio mundial del petróleo cayó de **\$73** (julio) a **\$59** dólares (octubre-diciembre), para una reducción de **19%**; con esto, el petróleo sumó dieciséis semanas consecutivas a la baja, el período más extendido con esta tendencia en los últimos seis años (Gráfico No. 2). *¿Qué factores están incidiendo en la distensión del mercado petrolero en la coyuntura actual?* Se resaltan, entre otros, los siguientes: **i)** aplacamiento de las tensiones geopolíticas en regiones petroleras, principalmente las asociadas al programa nuclear de la República Islámica de Irán; **ii)** temperaturas moderadas registradas en Estados Unidos, impropias de esta época del año, que traerán consigo reducción de demanda de gasóleo en este mercado; **iii)** reincorporación a la producción de las plataformas de British Petroleum, en Alaska, y anuncios-BP de extracción de petróleo en aguas profundas del Golfo de México; **iv)** ralentización de la demanda mundial y aumento de suministro proveniente de países no miembros de la OPEP; **v)** clara desaceleración de la demanda China, el segundo mayor consumidor de energía del mundo; **vi)** impacto moderado del recorte-OPEP, a la producción adoptado a inicios de noviembre<sup>2</sup>; **vii)** elevado nivel de inventarios de productos destilados de los países más desarrollados como Estados Unidos, Japón y los de la UE, los cuales, según cálculos de la Agencia Internacional de Energía, se sitúan en sus máximos desde 1998<sup>3</sup>. Estos elementos argumentan la posición holgada del mercado, dada por un exceso de oferta sobre la demanda estimado en dos millones de barriles; en condiciones de precio-pico el excedente de oferta ha promediado 500 mil barriles.

**Gráfico No. 2**



Fuente: Elaborado por UAAES/SEEPYD con datos del FMI.

Como se evidencia en el Gráfico No. 3, la distensión del mercado se reflejó en una disminución de la volatilidad de los precios del petróleo en el mercado mundial, la cual cayó de un máximo de **3.6** puntos en septiembre hasta **1.2** puntos en su promedio de octubre-diciembre y a **0.9** en diciembre. Tómese en cuenta que la distensión en los precios del petróleo beneficia a la economía vía menores

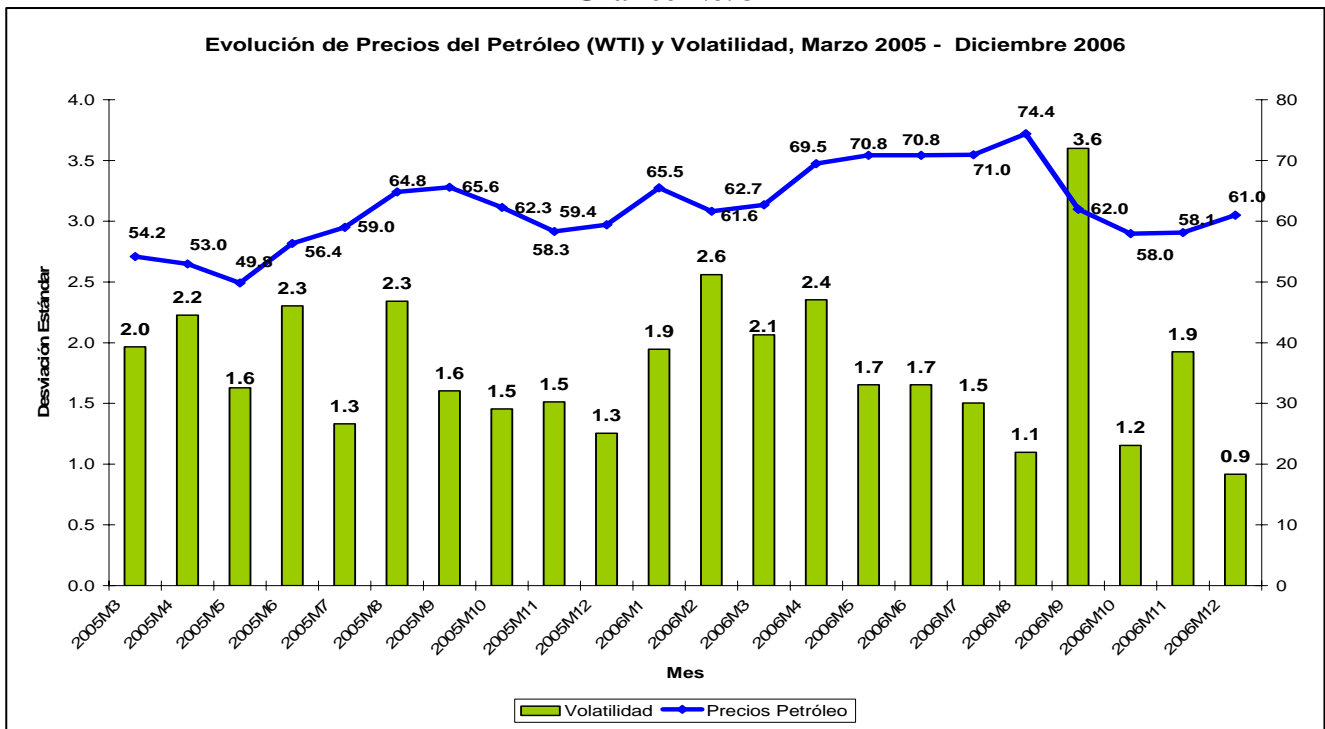
<sup>1</sup> El precio internacional del FMI es el promedio aritmético de tres cestas: la del Brent del Mar del Norte, que sirve de referencia al mercado europeo; la Dubai Fateh, en la región del Sudeste Asiático; y el WTI, en el mercado estadounidense.

<sup>2</sup> Según fuentes-OPEP y de la AIE, los recortes vigentes han logrado reducir las existencias de petróleo en el mundo industrializado, de 55 a 53 días de demanda.

<sup>3</sup> El alza en las existencias de combustibles en el mercado estadounidense refuerza la impresión de que hay un amplio margen para atender a una demanda distendida por la benignidad atmosférica durante el invierno.

costos de los combustibles y la energía, lo que impacta favorablemente la rentabilidad de los negocios y la economía familiar, así como por la menor volatilidad en el mercado, lo que favorece el clima de inversión.

**Gráfico No. 3**



Nota: La volatilidad se midió por la desviación estándar del precio internacional del WTI.  
Fuente: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de la Agencia Americana de la Energía.

**3. Perspectivas OPEP, AIE Y OLADE. Perspectiva-OPEP.** Ante el desempeño reciente del mercado petrolero la OPEP reaccionó y, en su reunión del 20 de octubre pasado, el Consejo de Ministros del cártel acordó un corte a la producción de **1.2 millones de barriles por día (bdp)**. En gran medida, el recorte logró estabilizar los mercados y detener la caída de los precios<sup>4</sup>. Sin embargo, expertos del cártel estiman que si la caída continúa al ritmo actual, los inventarios de las naciones consumidoras se elevarán aún más para el segundo trimestre de 2007, lo que abonaría los desequilibrios entre la oferta y la demanda y provocaría una caída precipitada de los precios cuando finalice el invierno boreal situándolos por debajo del umbral estimado como razonable por la OPEP<sup>5</sup>. En esta perspectiva, los ministros del cártel petrolero pactaron recientemente, a media de diciembre, en Abuya, Nigeria, un nuevo recorte de 500 mil barriles diarios a la producción a partir del 1ro. de febrero de 2007.

Al cierre de enero (2007) el debate a lo interno de la OPEP es cómo responder ante la persistencia de la tendencia bajista del mercado, que llevó a que en las primeras tres semanas del año los precios acumularan un retroceso de **15%** y alcanzaran el nivel de precio más bajo desde mayo del 2005. Hay posiciones, como la de Venezuela, que proponen que la OPEP convoque “muy pronto” una reunión de urgencia y propugnan por “drásticos recortes” de producción si los precios del crudo continúan bajando. Otros miembros del cártel, como Arabia Saudita, son muestran resistencia a estas posiciones.

<sup>4</sup>La persistente tendencia a la baja de los precios del petróleo en los mercados mundiales evidencia la desconfianza sobre la efectividad del recorte productivo de la OPEP. Luego de tres semanas de aplicación, los expertos que monitorean la efectividad de la medida estiman que el recorte real se ha dado en un 67% de lo pautado. Con esto, el bombeo-OPEP diario se sitúa en los 26.7 millones de bdp, cuatrocientos mil barriles por encima de lo acordado por el Consejo de Ministros en su última reunión.

<sup>5</sup> El umbral-OPEP parece ser de entre \$55-\$60 dólares por barril para el crudo estadounidense.

Según fuentes-OPEP<sup>6</sup>, los países del cártel tienen en proceso, en diversas fases, un centenar de proyectos para incrementar su oferta de crudo, lo que garantiza la estabilidad del mercado en el mediano plazo (2010) y dará al cártel una capacidad adicional de generación de seis millones de barriles diarios (mbd). Con esto, el potencial extractivo del cártel aumentará de **32 a 38** millones de barriles diarios, capacidad que le permitirá garantizar, según su perspectiva, precios razonables.

**Perspectiva-AIE.** Desde otra perspectiva, la de la Agencia Internacional de Energía (AIE), la pretensión de la OPEP de recortar producción para frenar la caída de los precios del petróleo desde el máximo histórico registrado en julio pasado (\$78.4 dólares por barril) carece de fundamento económico. La AIE, agencia que asesora en asuntos de energía a 26 países industrializados, entiende que la posición de los inventarios es holgada, pero no en exceso. Actualmente los precios del petróleo multiplican por **3** el precio por el que se transaba un barril hace cuatro años. Para la AIE, los altos precios constituyen una carga terrible para los países menos desarrollados, dañan las economías importadoras y se convierten en un freno al crecimiento económico<sup>7</sup>. Este organismo estima que el precio del petróleo será más caro en las próximas décadas debido a que la inversión para obtener nuevos suministros es muy lenta en relación a la tendencia de la demanda, y prevé que para 2010 un barril de crudo podría costar \$57.8 dólares; el año pasado, el mismo pronóstico lo situaba en \$40 dólares. Para 2030, el precio alcanzaría \$97.3 dólares, más alto que los \$65 dólares esperados en el Informe-AIE en 2005.

### El Mercado Petrolero en Perspectiva: Elementos y Fundamentos

A corto plazo, la oferta excede con holgura la demanda del mercado petrolero mundial. De aquí la distensión que se observa en el mercado en la coyuntura actual, con tendencia a la baja de los precios, que ya va para cuatro meses. *¿Hacia dónde van los precios del petróleo en el corto y mediano plazos? ¿Qué elementos técnico-económicos soportan una perspectiva de que sobrevienen coyunturas de precios más promisorios para los países importadores?* Se ponen a consideración los siguientes elementos:

- **La eficiencia energética continúa mejorando.** Mientras en 1970 se requería **1.2 bdp** para producir mil dólares de PIB, en la actualidad sólo se requiere la mitad (**0.6 bdp**) para generar el mismo valor de bienes y servicios. Este comportamiento de la eficiencia energética, que se acentúa con los precios altos del petróleo, abona la moderación de la demanda mundial; es un elemento estructural que seguirá incidiendo en la moderación del comportamiento del mercado petrolero.
- **La demanda petrolera mundial se ha moderado.** En 2004, la demanda petrolera aumentó **2.9** millones de bdp vinculado a un crecimiento del PIB mundial de **5.2%**, el más alto en los últimos 25 años; en 2005 y 2006 la economía mundial creció a tasas de **4.7%**, pero la demanda petrolera se elevó en sólo **1.0** y **1.4** millones de bdp, respectivamente. Esto evidencia que el aumento de casi **20** dólares en los precios del petróleo en los últimos 2 años ha impactado el crecimiento del consumo de los energéticos, reflejándose en una *elasticidad-precio* más pronunciada.
- **Mayores precios, mayor oferta.** Las bases se están dando para que se cumpla esta elemental ley económica. En 2005 se realizó el nivel de inversión más alto en los últimos veinticinco años (**\$220 mil millones** de dólares) en actividades de exploración y producción de petróleo y gas. Esto significa que, a mediano plazo, habrá más petróleo disponible en el mercado como forma de que los países exportadores puedan mantener los niveles elevados de ingresos fiscales y de divisas. Y en el corto plazo, para 2007, la OPEP, el ente de equilibrio entre la oferta y la demanda mundial, aumentará su producción en 1.8 millones de bdp al tiempo que la demanda subiría sólo **1.1** millones de bdp.
- **Cuestión de precios.** Aún con la baja registrada en los últimos meses, los niveles de precios actuales multiplican por tres los que se tuvieron en el 2002. Los precios relativos de otras fuentes de energía (carbón, energía nuclear) se han alterado en detrimento del petróleo y el gas natural. El carbón, por ejemplo, es más barato que el gas natural en generación de electricidad; al mismo tiempo, la energía nuclear se ha tornado en muchos casos más competitiva que el carbón y el gas natural para la producción de electricidad.

*¿Hacia dónde van los precios?* Hasta un año atrás abundaban los pronósticos de que los precios del petróleo rebasarían en el corto plazo los \$100 dólares el barril. Desde esta perspectiva, hoy se entiende que tales niveles de precios no son viables dado que **i)** el crecimiento mundial se ha moderado; **ii)** la tasa de crecimiento del consumo de petróleo se ha debilitado; **iii)** la expansión de la producción petrolera, tanto OPEP como no-OPEP se ha acelerado; y **iv)** se va dando una recomposición de los precios relativos de las demás fuentes de energía que desfavorece la demanda de petróleo.

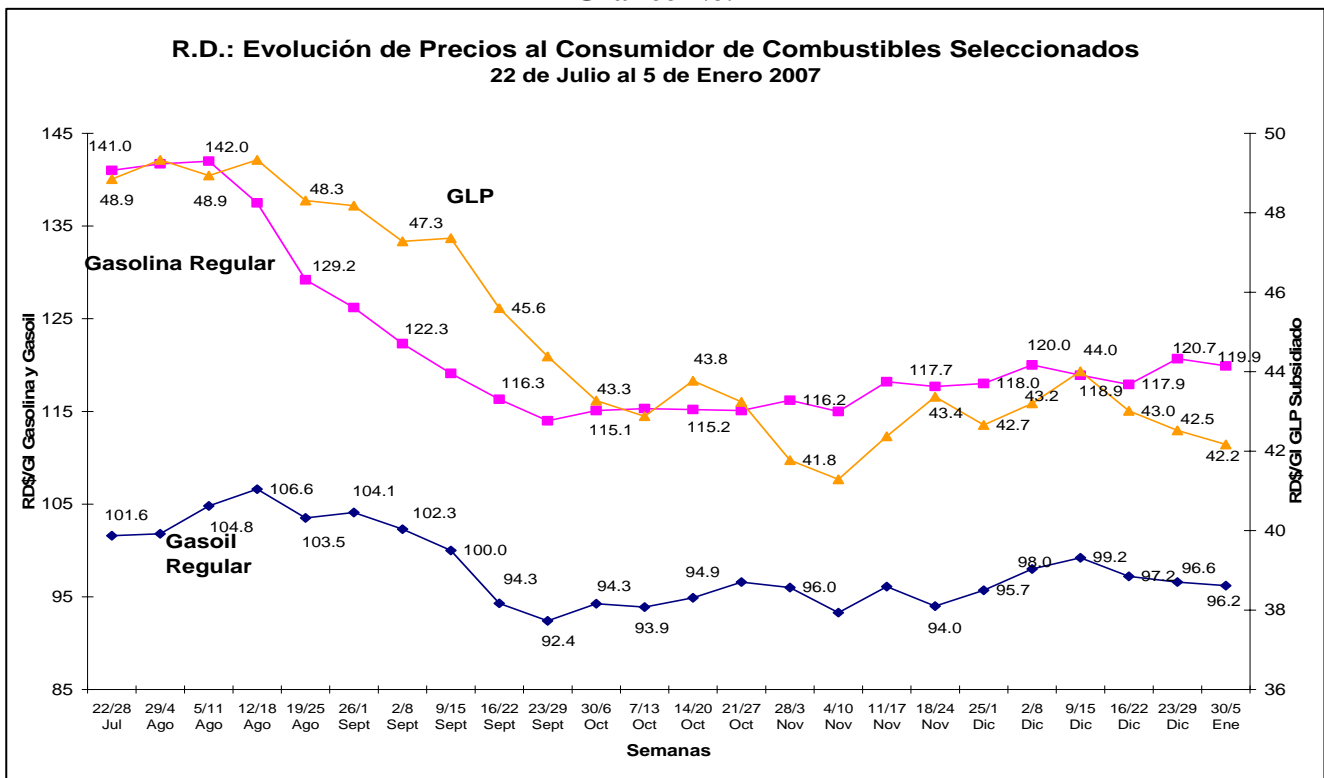
<sup>6</sup> <http://espanol.news.yahoo.com/s/271120006/4/negocios>.

<sup>7</sup> ENTE, Reporte de Transición Energética No. 56

**La perspectiva-OLADE.** Según la perspectiva de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), no hay que perder de vista que el crecimiento de la demanda de China, India y EUA seguirán presionando la demanda de petróleo, principalmente en el segmento del transporte; además, hay que tomar en cuenta la búsqueda intensa de nuevas alternativas al petróleo y derivados. Bajo estas consideraciones, las proyecciones-OLADE sitúan los precios del petróleo en los próximos cuatro años moviéndose en una banda entre \$45-\$70 dólares por barril, con posibles picos entre los \$80 a 100 dólares en ambos escenarios. Después de cuatro años, el escenario base es un precio promedio de \$55 dólares por barril, pudiendo situarse en un escenario alternativo después de cuatro años en un promedio de \$45 dólares por barril<sup>8</sup>.

**4. Impacto en precios internos e IPC.** En consonancia con la tendencia a la baja de los precios del petróleo, combinada con un comportamiento estable del mercado cambiario, los combustibles han dado un respiro bastante favorable a los consumidores en el mercado local, tanto en el sector transporte como al doméstico. El alivio en los precios de los combustibles en los últimos cuatro meses ha significado una reducción significativa en los principales combustibles comercializados en el mercado local. Particularmente, hasta la segunda semana de diciembre, la gasolina regular redujo su precio en más de **15.0%**, mientras que el precio al que se transó el gasoil regular se redujo en alrededor de **5.3%** y el GLP en **13.7%**.

**Gráfico No. 4**



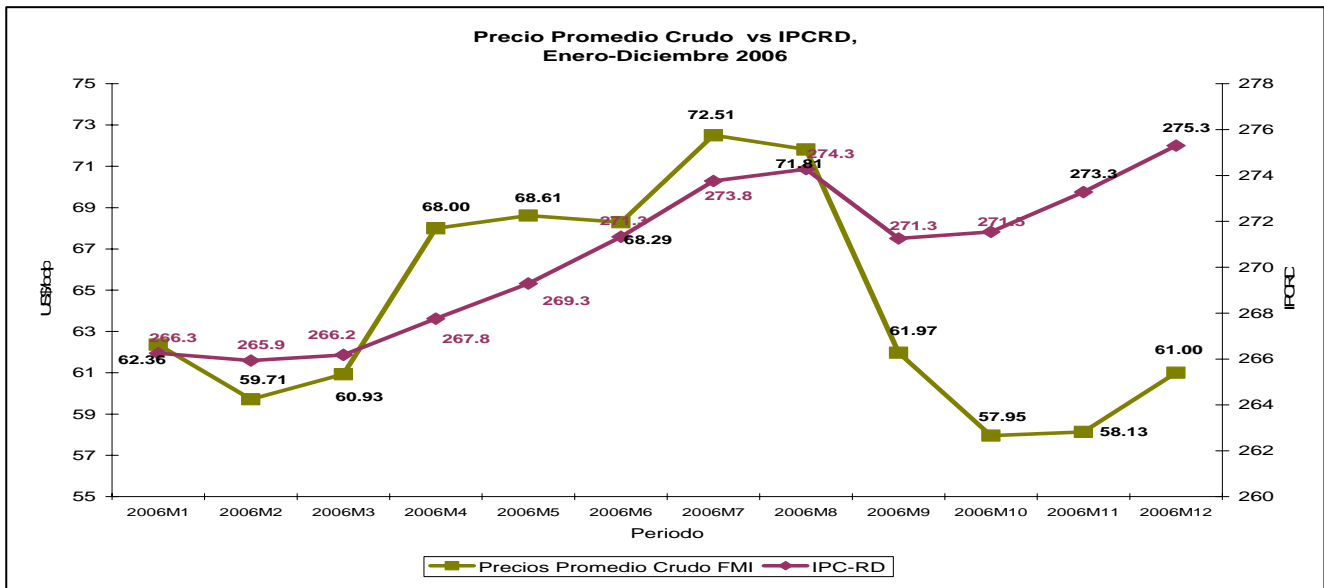
FUENTE: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de la SEIC.

**¿Cómo ha afectado la reducción de los precios de los combustibles la inflación en la economía dominicana?** Como se ha analizado en monitores anteriores, el aumento de los combustibles ha constituido un factor explicativo relevante del comportamiento de la inflación desde 2002 hasta acá, a raíz del boom de los precios del petróleo. En consistencia con esta correlación, puede sostenerse que la reducción en los precios de los combustibles en el mercado local en los últimos cuatro meses ha contribuido sustancialmente a un desempeño bastante favorable de la inflación en el año corriente, incluso con reportes de desinflación en uno que otro mes. El gráfico No. 5 evidencia la correlación

<sup>8</sup> Ríos, A.; Seguridad Energética en el Contexto Regional: Potencial de Fuentes de Energías Renovables, Conferencia-ONUUDI, Uruguay, 2006.

positiva entre el IPC local y la evolución experimentada en el precio del petróleo en el mercado mundial en enero-diciembre de 2006.

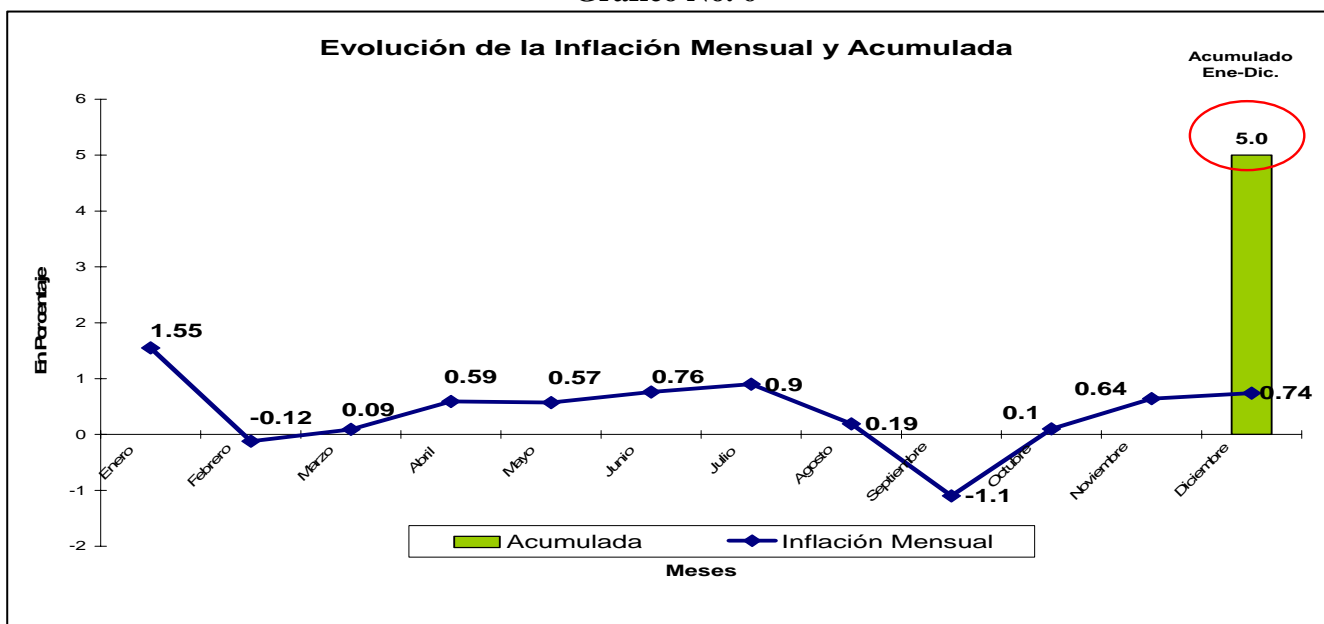
**Gráfico No. 5**



FUENTE: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos del BCRD y FMI.

La contracción y estabilidad experimentadas por el IPC local se explica fundamentalmente por los ajustes a la baja experimentados en los combustibles y los servicios de transporte, así como a la estabilización, vía subsidio, de la tarifa eléctrica a lo largo del año. En el lapso agosto-diciembre, los precios internos de los hidrocarburos redujeron su nivel contrarrestando incluso el efecto en el IPC del ajuste estacional del grupo Educación en el inicio del año escolar así como incrementos experimentados en otros grupos como Alimento, Vivienda, Bebidas y Tabaco y otros. La reducción de precios de los combustibles contribuyó significativamente a la moderación de la inflación a lo largo del año y a que el país pudiera cumplir con holgura la meta de concluir con un nivel de inflación de un dígito, conforme a los objetivos del Programa Monetario del BCRD y las metas contempladas en el Acuerdo Stand-By con el FMI (Gráfico No. 6).

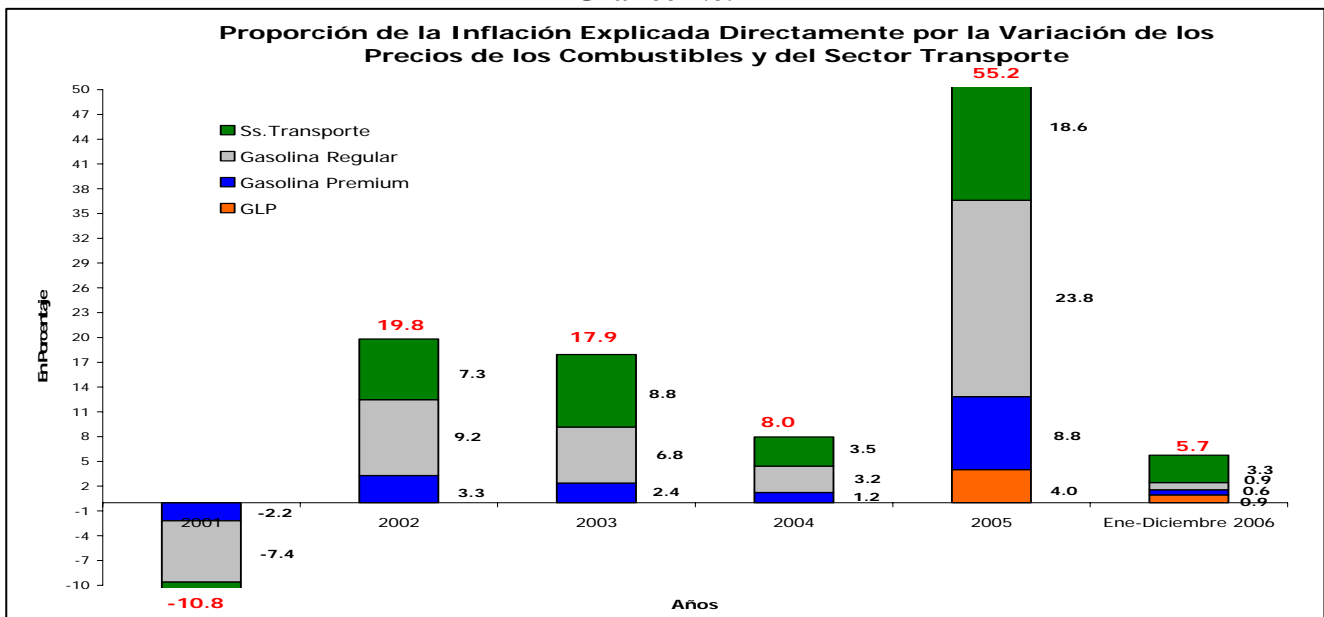
**Gráfico No. 6**



Fuente: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos del BCRD.

El gráfico No. 7 es bien ilustrativo. Expresa la proporción de la inflación explicada directamente por la variación de los precios de los combustibles y del sector transporte en República Dominicana desde 2002 hasta acá. Como se evidencia, 2005 fue el año en que el crecimiento de los precios de los combustibles y el transporte impactaron más severamente al IPC, explicando la inflación en **55.2%**. En contraste, el impacto acumulado en el período enero-diciembre de 2006 (**5.7%**) fue el más bajo desde 2002. La distensión del mercado de combustibles en los últimos meses, desde septiembre del año pasado hasta acá, jugó a favor de la estabilidad de precios de la economía en el año recién finalizado, en relación al impacto que se evidencia en meses previos (enero-agosto). Según informe del Banco Central, la inflación en 2006 cerró en 5.0%, nivel que facilitará cumplir satisfactoriamente los criterios cuantitativos y metas cualitativas de desempeño establecidas en el Acuerdo Stand-By con el FMI<sup>9</sup>.

**Gráfico No. 7**



FUENTE: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos del BCRD.

**5. Desempeño de la recaudación tributaria a los combustibles.** El desempeño de la recaudación proveniente de impuestos a los hidrocarburos mejoró notablemente en los meses de septiembre y octubre pasados, luego de la caída registrada en agosto respecto a meses previos. El pico recaudatorio se tuvo en septiembre, mes en que los ingresos alcanzaron RD\$2,254 millones, superando en RD\$448 millones los del mes previo. Sin embargo, en noviembre las recaudaciones cayeron ligeramente (**2.1%**) y lo hicieron de manera más pronunciada en noviembre, cuando descendieron un **17.3%**, hasta RD\$1,824 millones. En diciembre, explicado por razones estacionales, la recaudación recuperó terreno (**9.9%**), alcanzando un monto de RD\$2,005 millones. El descenso de los ingresos tributarios en los últimos meses está asociado, en mayor medida, a la distensión experimentada por los precios de los combustibles. (Gráfico No. 8).

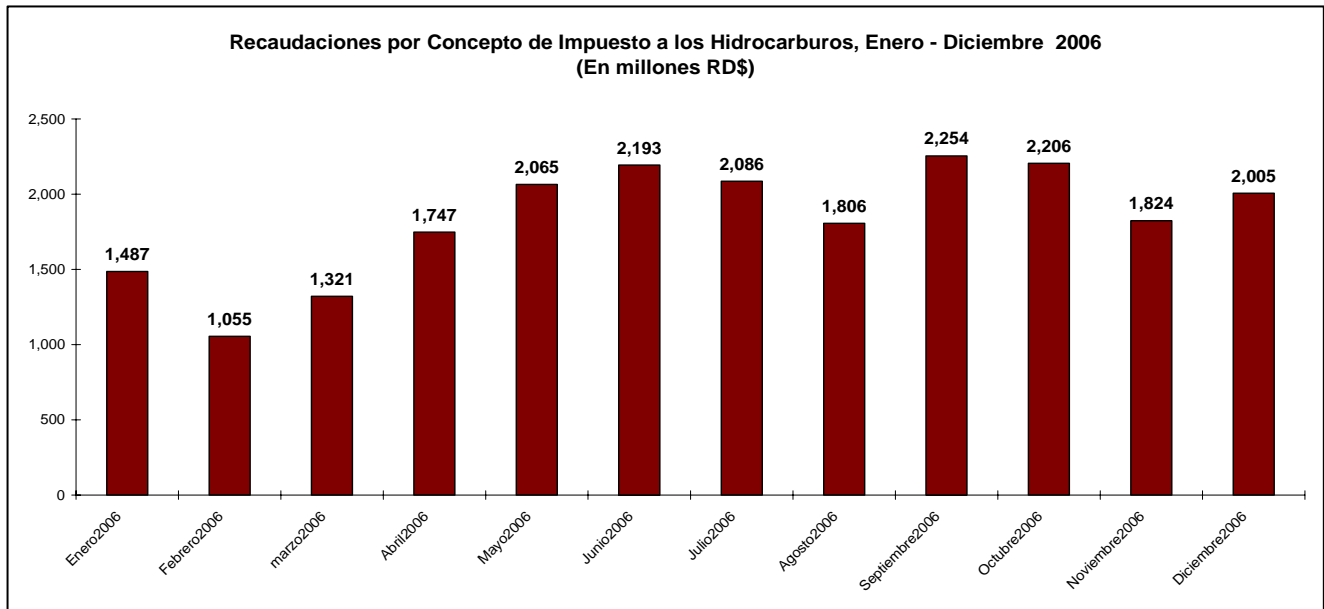
**¿Han surtido efecto los cambios a la política de tributación a los petrolíferos expresados en la reforma fiscal de 2005?** La respuesta es un *sí, a medias*. Es *sí*, porque con la aplicación del ad valorem de **13%** logró compensar la pérdida por el desmonte de la Comisión Cambiaria. En enero-diciembre de 2006 el fisco ingresó por concepto de impuestos a los combustibles la suma de **RD\$23,339.4 millones**<sup>10</sup>, monto que es ligeramente inferior (**-4.2%**) a la recaudación que se obtuvo, mismo período, en 2005. Y es *sí a medias* porque parte de este monto recaudado está relacionada con

<sup>9</sup> BCRD, Índice de Precios al Consumidor, Informe Mensual, diciembre 2006.

<sup>10</sup> El **66%** de este total provino de la tributación por la Ley 112-00 y el **34%** por la aplicación del ad valorem de 13%, que sustituyó a partir de enero 2006 a la Comisión Cambiaria.

el aumento registrado en el precio de los combustibles, considerando que a mayor precio, mayor es la tributación pagada por el consumidor final. Otra parte, aunque en menor medida, hay que atribuirla a la indexación que se aplica trimestralmente al impuesto conforme a lo dispuesto por el Art. 2 de la Ley 112-00. La reforma a la política contribuyó sólo en parte al incremento de la recaudación respecto al año previo.

**Gráfico No. 8**



FUENTE: Elaborado por la UAAES/SEEPyD con datos del SIGEF.

**6. ¿Es satisfactoria la recaudación tributaria a los hidrocarburos?** La respuesta es que no, por lo siguiente: el Gobierno estimó ingresar por este concepto RD\$28,190 millones en 2006; suponiendo distribución lineal, esto significaría un ingreso mensual de RD\$2,349 millones. Al cierre de diciembre, lo recaudado por concepto de tributación a los combustibles sumó **RD\$23,339** millones, equivalentes a **RD\$1,945** millones en promedio mensual<sup>11</sup>. Esto significa que los ingresos se quedarán por debajo de lo estimado, en **RD\$4,851** millones (Cuadro No. 1). *¿A qué se atribuye esta brecha?* Poco más de la mitad (**53%**), se explica por la renuncia fiscal del Gobierno a la aplicación del ajuste tributario al gasoil y gasolina premium, conforme a lo dispuesto por la Ley 557-05; el resto, se atribuye a la caída del consumo de las gasolinas, dado el aumento registrado en los precios de este combustible y la gasificación de parte del parque vehicular con la consiguiente reducción de la tributación; también, a la reducción de los precios de los combustibles.

**Cuadro No. 1**  
**Desempeño de la Recaudación a los Hidrocarburos,**  
 Enero-Diciembre 2005-2006  
 Valores en Millones de RD\$

Conceptos	Recaudado a Diciembre 2005	Esperado Total 2006	Recaudado a Diciembre 2006
Impuesto a los Hidrocarburos (Ley 112-00)	14,712	19,590	15,735
Comisión Cambiaria	9,648*	-	-
Ad-Valorem de 13%	-	6,000	7,604
Adicional al Gasoil (Ley 557-05)	0	2,600	0
<b>TOTAL</b>	<b>24,360</b>	<b>28,190</b>	<b>23,339</b>

\* Estimado

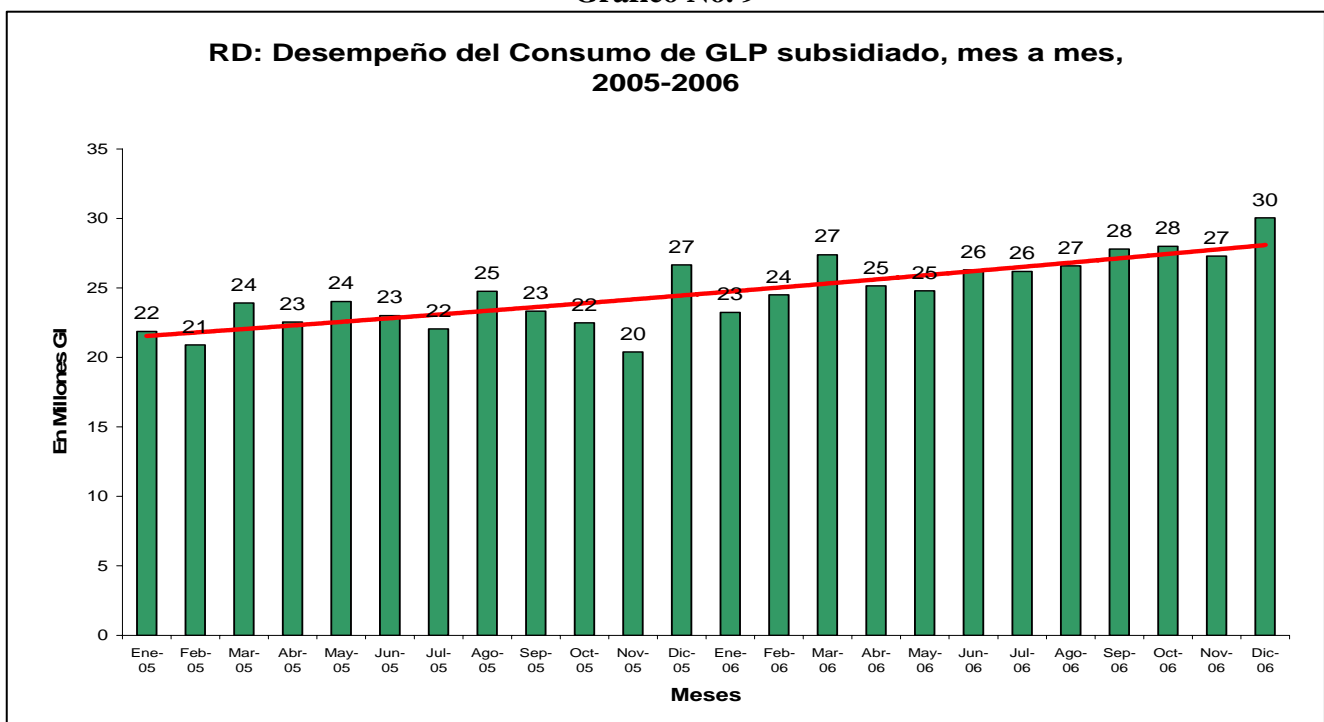
FUENTE: Elaborado por la UAAES/SEEPyD con datos del SIGEF.

<sup>11</sup> El monto recaudado incluye RD\$15,735 millones provenientes del impuesto a los hidrocarburos en la Ley 112-00, más RD\$7,604 millones recaudados por el Ad-valorem de 13% aplicado en base a la Ley No. 557-05, en sustitución de la Comisión Cambiaria.

**7. La gasificación del parque vehicular: impacto tributario y económico.** La estructura impositiva actual de los combustibles en República Dominicana es perversa por cuanto **i)** grava más con impuesto específico a los menos contaminantes<sup>12</sup>: los combustibles *premium*; **ii)** incentiva vía precio (menos gravamen) el consumo de los combustibles más contaminantes: los de calidad *regular*, gasoil incluido; y **iii)** no grava, antes bien, subsidia y estimula con ello el consumo de GLP realizado por propietarios de vehículos que en puro acto de racionalidad económica han convertido los motores a combustión a gas. De aquí que gran parte de los más de **33 millones de galones** de GLP que se consumen mensualmente en el país sea cargada en los cilindros de alrededor de **190 mil autos** de combustión convertida, utilizados en el transporte público y, en gran medida, en el privado. Una buena cuota de la ineficacia de la reforma del 2005 a la política de tributación a los combustibles hay que atribuirle al efecto sustitución dado por la conversión a gas de parte del parque vehicular, lo que explica en mayor medida el rezago recaudatorio objeto de análisis.

El consumo de GLP subsidiado en el país crece de manera suave pero sostenida; lo hizo a un ritmo promedio anual de **2.5%** en 2006, similar al crecimiento que registró en 2005 (**2.4%**). El **10.8%** de ese consumo corresponde a GLP no subsidiado suministrado al sector comercial e industrial, mientras que el **89.2%** es GLP subsidiado consumido en los hogares y en el transporte. En el gráfico No. 9 se expresa cómo evolucionó el consumo de GLP subsidiado en el país. En diciembre alcanzó los **30 millones de galones**, mientras que el agregado enero-diciembre totalizó **317.3 millones**.<sup>13</sup> De este volumen, alrededor del **48%** fue consumido por el sector transporte y el **52%** por el sector doméstico.

**Gráfico No. 9**



Fuente: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de la SEIC.

Este nivel de consumo de GLP subsidiado, tanto el que consume el sector doméstico como el del transporte, constituye una carga insostenible para el fisco. Pese a que en el año corriente, el monto presupuestado para este concepto fue de **RD\$2,636 millones**, al concluir 2006 el Gobierno destinó a este concepto un monto de **RD\$5,759 millones**, equivalente al **3.0%** de los ingresos corrientes realizados en 2006. Cabe señalar que este incremento se debe a tres razones: a que el Gobierno

<sup>12</sup> Excepto el GLP, que no está gravado y contamina poco.

<sup>13</sup> Sumando el GLP subsidiado más el no subsidiado, el consumo enero-diciembre superó los 350 millones de galones.

decidió posponer el desmonte del subsidio al GLP en beneficio de la economía familiar, al crecimiento de los precios de ese combustible en el mercado internacional y a la práctica inequitativa del uso de GLP subsidiado en el transporte.

**Cuadro No. 2**  
**Evolución del Subsidio al GLP y los Ingresos Corrientes,**  
**1996-2006**  
 En Millones RD\$

Años	Montos Pagados RD\$	Ingresos Corrientes	Subsidio/Ingresos Corrientes (%)
1996	913	26,002	3.5
1997	705	34,181	2.1
1998	519	38,390	1.4
1999	808	43,376	1.9
2000	1,411	51,203	2.8
2001	1,057	59,642	1.8
2002	-	66,295	-
2003	1,188	79,645	1.5
2004	6,885	126,243	5.5
2005	4,931	157,585	3.1
2006	5,759	189,190	3.0
<b>Total</b>	<b>24,174</b>	<b>871,751</b>	<b>2.8</b>

FUENTE: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de SEIC y ONAPRES.

## B. ELECTRICIDAD

**8. La paradoja: más energía producida y consumida pero menos facturada y cobrada.** En diciembre las empresas generadoras suministraron a las distribuidoras energía por un monto de **797.4 MW**, nivel que representa una recuperación apenas perceptible en relación a la energía servida en el mes previo; este nivel contribuyó a que en el último trimestre de 2006 la energía promedio servida (**805.7 MW**) se situara por debajo (**12.6%**) de la que se suministró en el trimestre julio-septiembre (**832.4 MW**, promedio mensual). Puesto en perspectiva, puede sostenerse que en 2006 el suministro de energía mejoró, aunque muy modestamente en relación con las necesidades y expectativas sociales y con respecto al nivel de deterioro del sistema. El ritmo de expansión mensual del suministro en enero-diciembre promedió **1.2%**, tendencia que se caracterizó por su irregularidad en el tiempo. Así, en el semestre enero-junio la tasa de expansión del suministro (**3.4%**) fue **5.6** veces más rápida que el ritmo al que creció el suministro en el semestre julio-diciembre (**0.6%**). El máximo suministro se tuvo en mayo (**861.9 MW**), tras lo cual perdió el impulso evidenciado en los meses previos. En octubre el suministro de energía fue mayor (**17.1%**) que el que se registró a inicios de año. La historia fue diferente en noviembre, mes en que el suministro cayó (**-6.5%**) respecto del mes previo, retroceso que no alcanzó a ser compensado por la recuperación muy ligera que se tuvo en diciembre (**1.9%**). Esta dinámica de expansión del suministro, combinado con tímidos avances en el ámbito de la eficiencia de la gestión de las empresas distribuidoras derivó, como se analizará enseguida, en mejoras también muy modestas en cuanto a reducción de las pérdidas en el sector eléctrico en su conjunto<sup>14</sup> (Cuadro No. 3). La proporción de energía servida en enero-diciembre para los sectores No-PRA y PRA<sup>15</sup> promedió **87.6%** y **12.4%**, respectivamente; en diciembre, la energía servida a los sectores-PRA representó el **13.1%** del total (Gráfico No. 10).

<sup>14</sup> Según el *Informe de la Economía*, del Banco Central, las ventas facturadas de energía en el período enero-septiembre sumaron **\$24,272.5** millones de pesos, que representa un incremento de **24.4%** respecto de igual período del año anterior.

<sup>15</sup> PRA = Programa de Reducción de Apagones; suministra en condiciones especiales de subsidio energía a los barrios carenciados.

### Cuadro No. 3

R.D.: INFORMACIÓN BÁSICA DEL DESEMPEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, ENERO-DICIEMBRE 2006

Concepto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre*
<b>A. Energía comprada por EDE's (En gwh)<sup>1</sup></b>	<b>714.6</b>	<b>664.1</b>	<b>768.5</b>	<b>782.9</b>	<b>865.9</b>	<b>828.9</b>	<b>826.4</b>	<b>842.7</b>	<b>828.1</b>	<b>836.8</b>	<b>782.7</b>	<b>797.4</b>
Distribuida a No-PRA	621.5	575.0	678.3	691.5	766.1	728.6	720.2	739.5	722.2	736.4	687.2	693.1
Distribuida a PRA	93.1	89.1	90.2	91.3	99.8	100.3	106.2	103.1	105.9	100.4	95.5	104.4
<b>B. Energía facturada por EDE's (En gwh)</b>	<b>473.8</b>	<b>449.2</b>	<b>462.2</b>	<b>500.6</b>	<b>511.1</b>	<b>545.8</b>	<b>576.7</b>	<b>576.7</b>	<b>556.6</b>	<b>542.4</b>	<b>547.9</b>	<b>525.5</b>
Zonas No-PRA	383.5	373.5	374.9	409.2	411.3	447.6	470.5	473.6	450.7	442.0	452.4	421.1
Zonas-PRA	90.3	75.7	87.4	91.3	99.8	100.3	106.2	103.1	105.9	100.4	95.5	104.4
<b>C. Déficit Comercial <sup>2</sup> (%)</b>	<b>-33.7</b>	<b>-32.4</b>	<b>-39.9</b>	<b>-36.1</b>	<b>-45.9</b>	<b>-38.2</b>	<b>-30.2</b>	<b>-31.6</b>	<b>-32.8</b>	<b>-35.2</b>	<b>-30.0</b>	<b>-34.1</b>
Facturación (Millones de RD\$)	2,545.3	2,487.4	2,434.1	2,711.1	2,703.6	2,936.7	3,065.7	3,064.5	2,968.7	2,885.2	2,973.5	2,761.8
Cobros (Millones de RD\$)	1,981.7	2,116.6	2,280.2	2,381.9	2,484.5	2,603.9	2,666.5	2,631.4	2,634.0	2,713.0	2,653.1	2,632.3
<b>D. Déficit de Cobranza <sup>3</sup> (%)</b>	<b>-22.1</b>	<b>-14.9</b>	<b>-6.3</b>	<b>-12.1</b>	<b>-8.1</b>	<b>-11.3</b>	<b>-13.0</b>	<b>-14.1</b>	<b>-11.3</b>	<b>-6.0</b>	<b>-10.8</b>	<b>-4.7</b>
<b>E. Índice de Recuperación de Efectivo (CRI) <sup>4</sup></b>	<b>48.0</b>	<b>55.3</b>	<b>51.8</b>	<b>52.0</b>	<b>49.3</b>	<b>54.5</b>	<b>56.8</b>	<b>55.0</b>	<b>55.4</b>	<b>56.4</b>	<b>58.7</b>	<b>57.9</b>
<b>F. CRI acordado con el FMI</b>	58.7	61.5	59.0	61.3	60.9	62.3	64.0	65.3	67.5	66.9	69.3	68.8

\*Datos Preliminares

<sup>1</sup> Se asume que es equivalente a la energía generada.

<sup>2</sup> Déficit (en gwh) de Energía Facturada (%), energía suministrada que no ha sido objeto de facturación

<sup>3</sup> La cantidad de energía facturada que no ha sido cobrada

<sup>4</sup> Para evaluar el desempeño de las empresas distribuidoras se utiliza el Cash Recovery Flow o Índice (No incluye las Zonas PRA.)

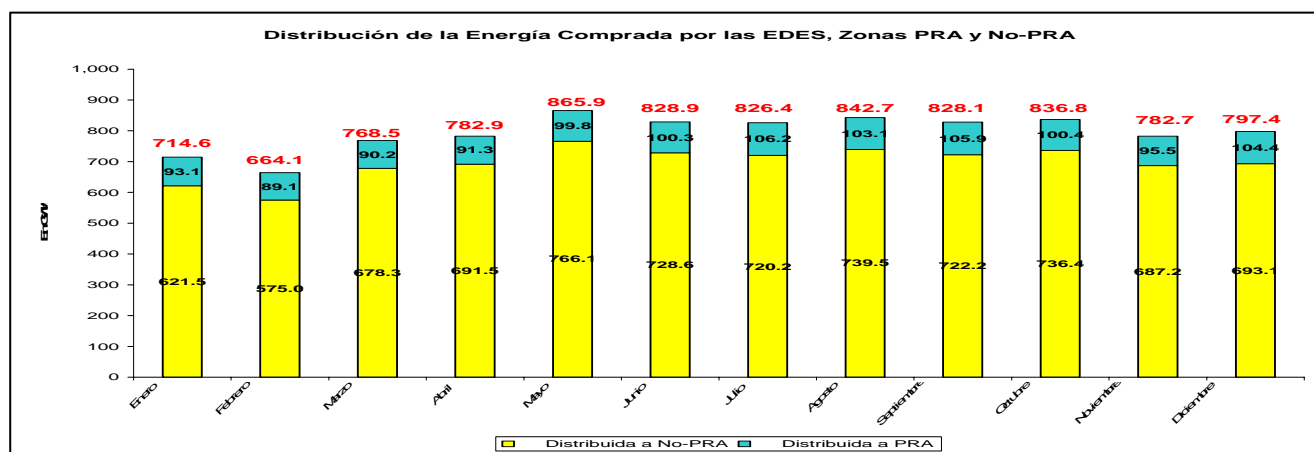
de Recuperación de Efectivo, que se calcula así:  $CRI = ((d/c) * (1 - (b/a)))$ ; donde a = energía comprada (gwh);

b = energía facturada (gwh); c = facturación, en unidades monetarias; y d = cobros, en unidades monetarias.

FUENTE: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de CDEEE y Programa Económico de República Dominicana 2005-2006.

En el segundo semestre del año, principalmente en octubre-diciembre, se registraron varios episodios en los que la crisis secular del servicio de energía en el país alcanzó niveles dramáticos y arreciaron los apagones. El más reciente de estos episodios se verificó durante varias semanas en el mes de noviembre, justo cuando iniciaba un proceso de negociación entre el Gobierno y los generadores en busca de modificar algunos términos de los contratos, mejorar las condiciones del suministro de la energía y contribuir, desde este ámbito, al mejoramiento del desempeño del sector eléctrico. Y aunque en octubre el suministro mejoró en un nivel modesto (**4.7%**), la referencia (septiembre) fue un mes en que la generación cayó a su nivel más crítico desde abril pasado. La energía comprada por las EDE's en diciembre (797.4 Gwh) fue superior a los retiros realizados durante el mismo mes en 2005 (759.2 Gwh) y 2004 (720.2 Gwh). La distribuidora que más retiró fue EdeSur (40%), seguida por EdeEste (32%) y EdeNorte (31%). El **97.3%** de la energía servida en diciembre fue comprada en el mercado de contratos y una porción menor (**2.7%**) se adquirió en el mercado spot<sup>16</sup>.

### Gráfico No. 10

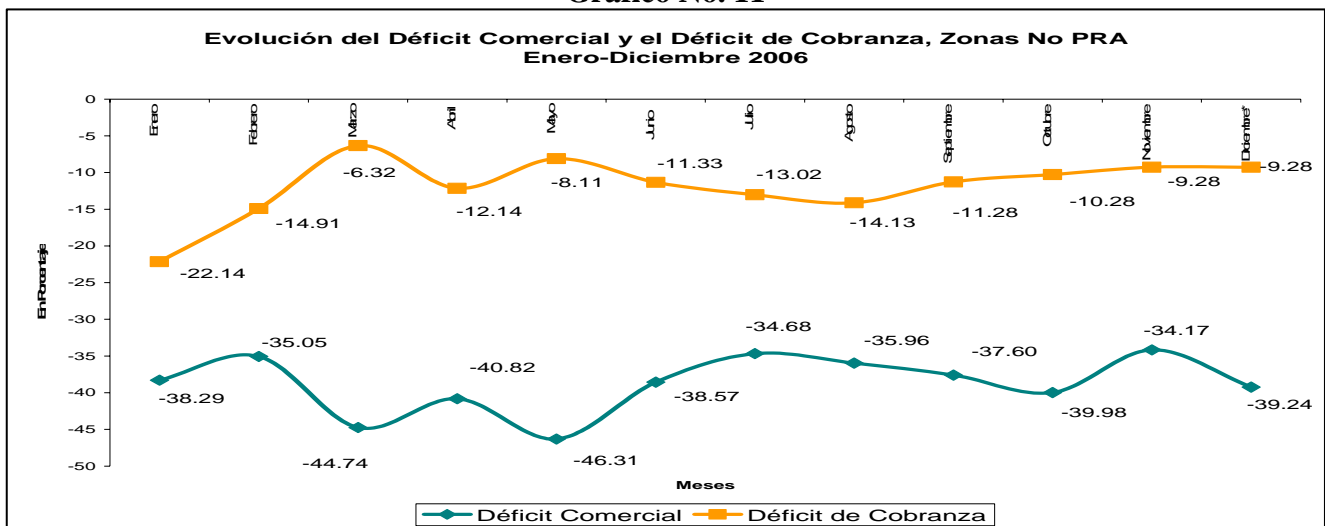


FUENTE: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de CDEEE.

<sup>16</sup> CDEEE, Informe de Desempeño del Sector Eléctrico, Diciembre 2006.

**9. ¿Cómo andan las pérdidas comerciales?** La proporción de energía comprada por las distribuidoras que no alcanzó a ser facturada por fallas técnicas y por robo promedió **38.8%** en el período enero-diciembre de 2006. El índice de las pérdidas comerciales se situó en julio-diciembre en **36.9%**, en promedio, en contraste con el **40.6%** que se reportó en enero-junio, evidenciando una modesta mejoría (**3.7%**) en el segundo semestre. Tras registrar en mayo su nivel más crítico (**46.3%**), en los dos meses siguientes, con la activación del PAEF<sup>17</sup>, las pérdidas comerciales registraron una reducción significativa, cayendo al mínimo del año (**34.1%**), lo que despertó esperanzas respecto a la efectividad de las medidas antirrobo aplicadas en el marco del referido programa. Desafortunadamente la tendencia observada en estos meses no se sostuvo y, más bien, se revirtió. En los meses agosto-octubre se evidenció un deterioro del índice de pérdidas comerciales, situándose en un **40%** en octubre, por encima del nivel alcanzado tres meses atrás. En noviembre se reportó una recuperación significativa del índice respecto del mes anterior; las pérdidas comerciales cayeron al nivel más bajo (**34.2%**) registrado en todo el año 2006 (Gráficos No. 11 y 12). Sin embargo, en diciembre el índice retrocedió significativamente: se elevó hasta **39.2%**. Lograr avances en la recuperación del efectivo (CRI) es tarea ardua cuando se tiene que lidiar con una cultura de fraude tan cimentada, concentrada principalmente en los estratos residenciales de clase media y alta y en los sectores comercio e industria.

**Gráfico No. 11**



FUENTE: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de CDEEE, SIE y OC.

**El desempeño de la cobranza.** Además de las pérdidas comerciales, otro factor que explica el déficit financiero de las distribuidoras, aunque en menor medida, es el déficit de cobranza<sup>18</sup>. El indicador revela que en diciembre la cobranza continuó mejorando, situándose el déficit en **-9.28%**; sin embargo, se mantiene todavía por encima de los mejores resultados alcanzados en marzo (**-6.32%**) y mayo (**-8.11%**). Como se observa en el Gráfico No. 11, tendencialmente la gestión de cobro mejoró a un ritmo modesto pero sostenido a lo largo del período objeto de análisis, reduciendo las pérdidas en un **58%** en diciembre con respecto a lo que se verificó a inicios del año. El mejor desempeño de la cobranza contribuyó en parte a que la recuperación del efectivo de las distribuidoras mejorara en el nivel observado. La mejor efectividad de la gestión de cobro se observó en enero-marzo, cuando el índice mejoró sustancialmente (cayó dieciséis puntos); sin embargo, en mayo-agosto, sumó tres meses de deterioro, y registró modesta recuperación en los meses septiembre-diciembre. Visto en perspectiva, en el semestre julio-diciembre el déficit promedio de la cobranza (**10.4%**) mejoró **17.3%** respecto al desempeño del semestre enero-junio de 2006 (**12.5%**). Que toda la energía que se facture sea efectivamente cobrada es esencial para concluir exitosamente el ciclo de gestión del efectivo de las empresas distribuidoras y reducir las pérdidas.

<sup>17</sup> PAEF = Programa Nacional de Apoyo a la Eliminación del Fraude Eléctrico.

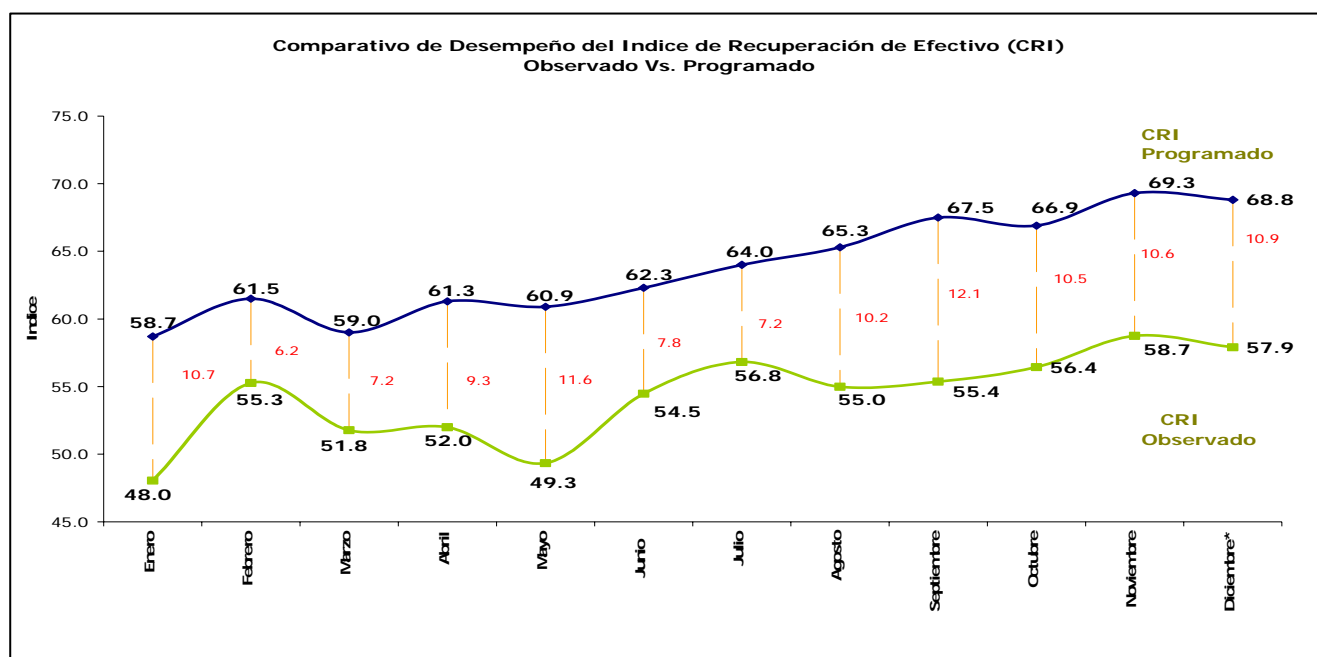
<sup>18</sup> Expresa la proporción, en unidades monetarias, de la energía facturada que no fue cobrada.

### La falla de gestión de las EDES's y la cultura del fraude

Es sobre las tres empresas distribuidoras de electricidad (EdeSur, EdeNorte y EdeEste) las que recae, principalmente, la responsabilidad de disminuir y neutralizar las prácticas de fraude. Las EDE's son las que compran la energía a las generadoras; y son las que distribuyen, facturan y cobran la energía al consumidor final. Es en esta cadena de operaciones donde se registran las prácticas fraudulentas y las fallas de cobranza. Los eslabones en donde ocurren las fugas y en que se explica en mayor medida el déficit financiero del sector. En la medida en que la energía facturada y cobrada por una distribuidora es mucho menor que la que compra a las generadoras y distribuye a los usuarios, lo que se genera es un déficit insostenible. Y esta es la realidad de las comercializadoras de electricidad en el país. EdeSur, por ejemplo, factura a 234 mil clientes, mientras su universo potencial es superior a los 400 mil; y EdeEste, otro ejemplo, factura a 336 mil clientes, mientras su universo supera los 500 mil. Similar situación es lo que ocurre en EdeNorte. A esto hay que añadir la subfacturación que se da producto de las muy diversas artes fraudulentas que se realizan para que la totalidad de energía consumida no sea contabilizada y facturada. Por ejemplo, en el periodo enero-2006 a enero-2007, el Programa de Apoyo a la Eliminación del Fraude Eléctrico (PAEF)<sup>19</sup> levantó 4,771 actas por igual cantidad de prácticas fraudulentas detectadas; han realizado 87 sometimientos a la justicia por conexiones ilegales, de los cuales sólo cuatro guardan prisión; han realizado 31 acciones de allanamientos aplicados principalmente en laboratorios clandestinos de arreglos (alteración) de medidores. De noviembre-06 a enero-07 el promedio mensual de actas levantadas fue de 770. Los fraudes más significativos, por el volumen de energía consumida, fueron detectados en industrias y comercios, principalmente en colmadones, bares y restaurantes, y en residencias de alto consumo; llevan a cabo sus prácticas auxiliándose de la experiencia y habilidad de técnicos en electricidad alterando medidores de energía, ocultando cableados paralelos y otros. Estimaciones publicadas sobre el valor del fraude eléctrico en el país lo sitúan alrededor de US\$250 millones al año.

**10. El índice de recuperación de efectivo (CRI).** Los dos componentes analizados, el de las pérdidas comerciales y el déficit de cobranza, se integran analíticamente en un índice compuesto cuya riqueza analítica es que permite evaluar el desempeño global de las empresas distribuidoras. Se trata del Índice de Recuperación de Efectivo o CRI<sup>20</sup>, que tiene la virtud de ofrecer una visión sintética de la calidad de gestión del ciclo de conversión del efectivo (efectivo–insumo–producto–factura–efectivo) en una empresa. El CRI conjunto de las tres empresas distribuidoras promedió en enero-diciembre **54.3%**, 9.5 puntos porcentuales por debajo del promedio programado (**63.8%**) en las metas establecidas en el marco del Acuerdo con el FMI.

Gráfico No. 12



Fuente: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de CDEEE, SIE, OC y Programa Económico de República Dominicana 2005-2006.

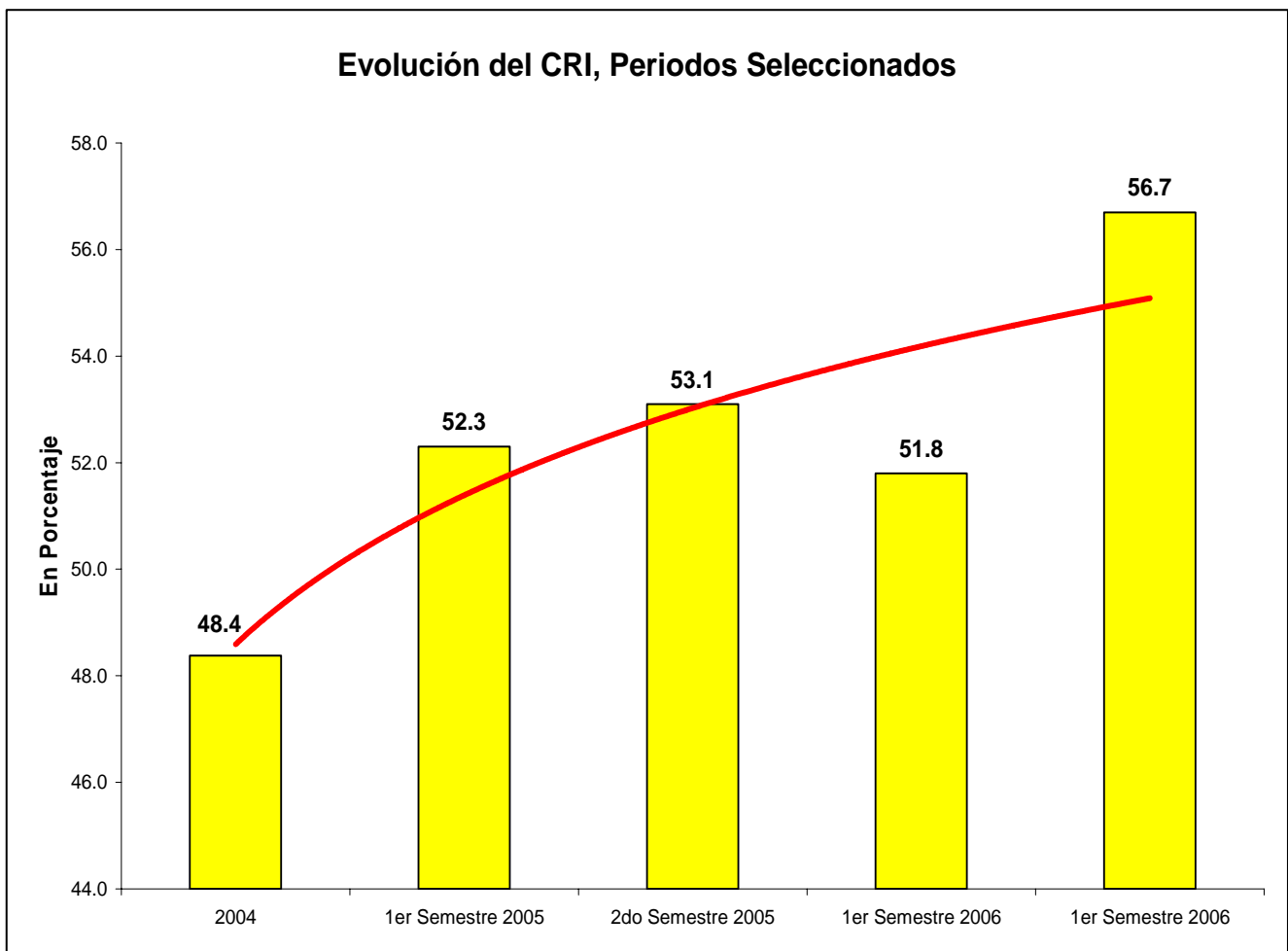
<sup>19</sup> El PAEF inició operaciones en enero de 2006 con EdeSur; en junio se incorporó a EdeEste, y en octubre se extendió a EdeNorte.

<sup>20</sup> CRI = Cash Recovery Index.

El CRI mejoró su desempeño a partir de mayo, lo cual puede asociarse a una mayor efectividad del esfuerzo de gestión del efectivo de las distribuidoras pero también a una disminución en los niveles de energía servida a los sectores No-PRA. Sin embargo, el rezago acumulado de meses anteriores con respecto a las metas contempladas en el Programa Económico de la República Dominicana 2005-2007 en el marco del Acuerdo con el FMI; y el hecho de que, en el tiempo, el nivel de exigencia-meta es cada vez mayor, hacen que la brecha de incumplimiento se mantenga ensanchada. En octubre, la brecha se redujo como efecto combinado de una mejora del CRI observado y una reducción ligera de la meta programada respecto del mes previo; la reducción dio lugar a que la brecha cayera de **12.1** puntos porcentuales en septiembre a **10.5** puntos en octubre, nivel que prácticamente se mantuvo en noviembre. En diciembre, la brecha se amplió ligeramente, hasta **10.9** puntos (Gráfico No. 12)<sup>21</sup>.

El panorama luce un poco más alentador desde una perspectiva de más largo plazo. Como se observa en el Gráfico No. 13, en 2004 el CRI del sector distribución en su conjunto promedió **48.4%**. En 2005 se observaron progresos modestos en el desempeño del CRI, cuyo desempeño fue de **52.3%** y **53.1%** en el primer y segundo semestres, respectivamente. Estos resultados se revirtieron parcialmente en el primer semestre de 2006, asociado a un mejor desempeño del suministro de la energía a los sectores No-PRA. En enero-diciembre de 2006 la energía servida a los No-PRA promedió 696.2 GWh, **5.1%** superior al suministro correspondiente al mismo periodo del año anterior. En el segundo semestre de 2006 se evidenció un progreso apreciable del CRI con respecto a períodos previos: alcanzó un **56.7%**.

**Gráfico No. 13**

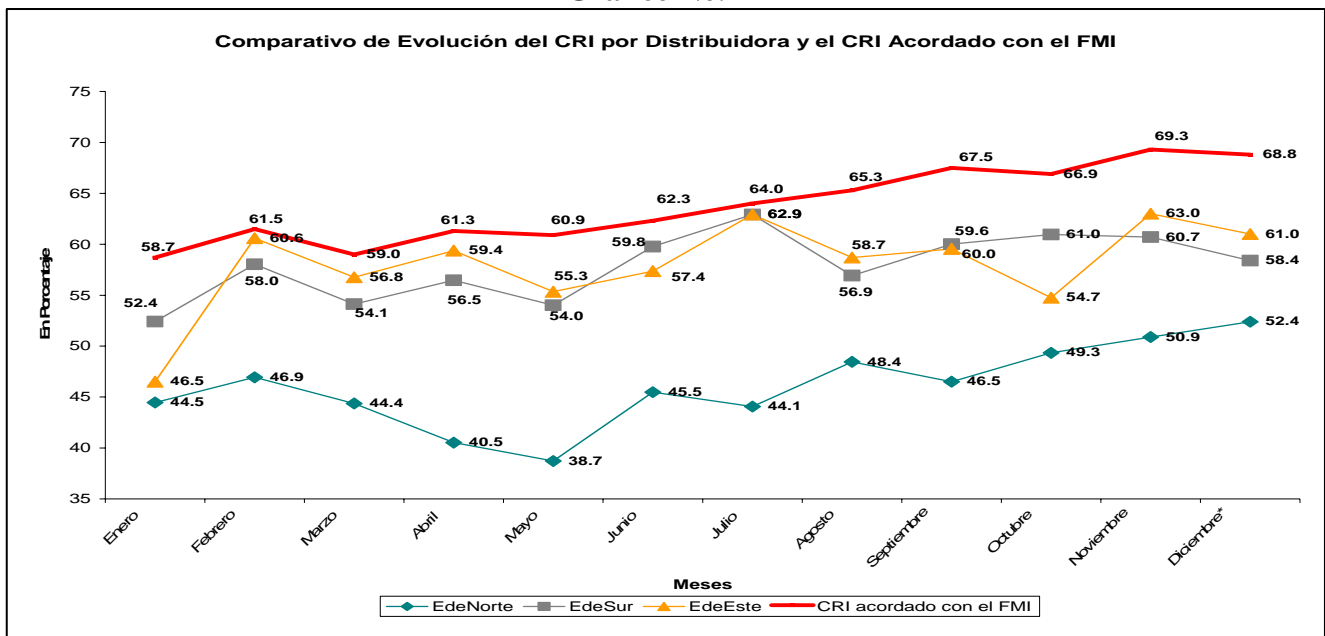


Fuente: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de CDEEE.

<sup>21</sup> El desempeño del CRI constituye uno de los criterios de desempeño cuantitativos contemplados en el Programa Económico del Gobierno en el Acuerdo Stand-By con el FMI. Las metas-CRI para 2007 establecidas en el Programa son: a marzo, un CRI de 60.1%; a junio, 61.1%; a septiembre, 64.9% y a diciembre, 66% (V y VI Revisión Acuerdo Stand-By).

**11. El desempeño del CRI, por empresa distribuidora.** El Gráfico No. 14 refleja el desempeño del CRI por empresa distribuidora durante el período enero-diciembre. Como se evidencia, EdeNorte es la empresa con el mayor rezago en la gestión del efectivo, mientras que el desempeño del CRI de EdeEste y EdeSur tienen una brecha menor respecto del comportamiento establecido en el Acuerdo Stand-By; incluso, en ocasiones, como en julio del año pasado, su CRI casi hizo convergencia con los niveles-meta establecidos.

**Gráfico No. 14**



Fuente: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de CDEEE, SIE, OC y Programa Económico de República Dominicana 2005-2006.

**11. El aporte del Gobierno para sostener el sector eléctrico.** Cuando se inquiriere sobre el desempeño financiero de cualquier entidad lo que interesa saber es cómo anda la relación entre sus ingresos y gastos; en última instancia, cómo anda su situación de déficit o superávit, y si es déficit, cómo lo está financiando. En el caso del sistema eléctrico dominicano el desempeño financiero de las EDE's constituye un aspecto fundamental a observar. El sistema es sostenible en la medida en que el desempeño financiero de las EDE's sea equilibrado, que no incurran en déficit, y si incurren, que este déficit sea financiable y adecuadamente financiado. El problema es que es un sistema crónicamente deficitario, que no puede valerse por sí mismo. Sólo con el subsidio del Estado, haciendo las veces del cirineo, a duras penas se mantiene de pie. El problema es que el subsidio al sector eléctrico, como el del GLP, ha derivado en una carga cada vez más gravosa para las finanzas del Gobierno. En 2004, año en que el país estuvo virtualmente apagado, las transferencias del Gobierno por este concepto ascendieron a **US\$250 millones**<sup>22</sup>; sin embargo, al mismo tiempo se acumuló deuda corriente, convertida luego en deuda de largo plazo, por un monto similar, con lo que el soporte público al sector eléctrico en ese año rondó los **US\$500 millones**. En 2005 las transferencias del Gobierno al sector sumaron **US\$505 millones**; a esto hay que sumar **US\$46 millones** de deuda corriente que cayó en atraso y que fue pagada hasta mediados de diciembre del año pasado; además, aproximadamente **US\$100 millones** que fueron triangulados por la CDEEE. Con esto, el soporte público al sector en 2005 ascendió a **US\$630.8 millones**.

Al cierre de 2006, considerando lo transferido más lo triangulado más la deuda corriente convertida en deuda a largo plazo de las distribuidoras con la CDEEE, el soporte del Gobierno al sector eléctrico en su conjunto sumó **US\$628.7 millones**, **24.8%** superior al monto consignado en el presupuesto. Esto incluye el aporte del Gobierno Central (**US\$518.9 millones**) más el apoyo financiero de la CDEEE a

<sup>22</sup> De este monto, \$157 millones de dólares fueron transferidos al sector eléctrico en el período septiembre-diciembre de 2004.

las empresas distribuidoras a través de dos procesos de triangulación y cesión de créditos (US\$84.5 millones) más deuda corriente convertida a largo plazo (US\$25.2 millones). Desde esta perspectiva, ¿cómo explicar la situación del sistema eléctrico dominicano? ¿Cómo ha evolucionado el déficit de las empresas distribuidoras en su conjunto? Las empresas distribuidoras obtienen ingresos provenientes de la venta de energía a los usuarios, de inversiones financieras y otros; por otra parte, incurren en gastos por concepto de compra de energía, inversiones, amortizaciones y otros.

**Cuadro No. 4**  
**R.D.: Desempeño Financiero de las Distribuidoras, 2006**

En Millones de US\$

Período	Ingresos	Egresos	Déficit
Enero	60.9	108.4	-47.6
Febrero	69.0	110.5	-41.5
Marzo	80.0	120.9	-40.8
Abril	76.0	118.0	-42.1
Mayo	78.5	134.8	-56.4
Junio	78.6	126.9	-48.3
Julio	85.0	126.7	-41.7
Agosto	82.3	132.3	-50.1
Septiembre	81.9	132.3	-50.4
Octubre	81.3	118.9	-37.6
Noviembre	78.8	115.8	-37.0
Diciembre	80.0	118.6	-38.6
<b>Total 2006</b>	<b>932.3</b>	<b>1,464.2</b>	<b>-532.0</b>

Fuente: Elaborado con datos de CDEEE.

**El déficit de las distribuidoras, mes a mes.** Las cifras del Cuadro No. 4 evidencian la condición deficitaria, específicamente del sector distribución, y su evolución durante 2006. Como se observa, el déficit operacional de las distribuidoras sumó US\$532 millones, ligeramente superior (3.1%) al que se registró en 2005; significa que la brecha entre los ingresos y los gastos del conjunto de las distribuidoras se ensanchó. En 2005 el déficit operacional de las empresas distribuidoras sumó US\$516.8 millones. El financiamiento del Gobierno para cubrir ese déficit ascendió en ese año a US\$356.5 millones; el resto del déficit, ascendente a US\$160.3 millones, fue cubierto con operaciones de triangulación de deuda por un monto de US\$75.4 millones, más US\$38.4 millones que fueron convertidos en deuda a largo plazo, más US\$46.5 millones que, por acuerdo general entre los agentes del sector, fue deuda congelada a ser pagada en 2006.

**Cuadro No. 5**  
**PERFIL DE EJECUCIÓN DE TRANSFERENCIAS DEL GOBIERNO CENTRAL AL SECTOR ELÉCTRICO,**  
**ENERO-DICIEMBRE 2006**

(Millones de dólares)

CONCEPTOS	LO PROGRAMADO	LO TRANSFERIDO	DIFERENCIA
Déficit de caja <sup>1</sup>	298.7	303.3	4.6
Subsidio-PRA	78.8	78.8	0.0
Inversiones - Distribuidoras <sup>2</sup>	74.2	37.6	(36.7)
DIDOEL <sup>3</sup>	48.8	12.2	(36.6)
Aportes Adicionales <sup>4</sup>	0.0	87.2	87.2
<b>TOTAL</b>	<b>500.4</b>	<b>518.9</b>	<b>18.5</b>

<sup>1</sup> Aportes del Gobierno para financiar el déficit de caja de las EDE's más el déficit de la CDEEE por la compra de energía a los IPP; lo transferido se distribuyó así: A Edenorte: US\$90.8 millones; Edesur, US\$17.3 millones; Edeeste, US\$109.4 millones; y CDEEE, US\$85.8 millones; no incluye transferencias por pignoración de cuentas - U. FENOSA.

<sup>2</sup> Orientada a financiar inversiones-EDES en distribución; no incluye las transferencias de capital orientadas a la construcción de líneas de transmisión y desarrollo de proyectos hidroeléctricos.

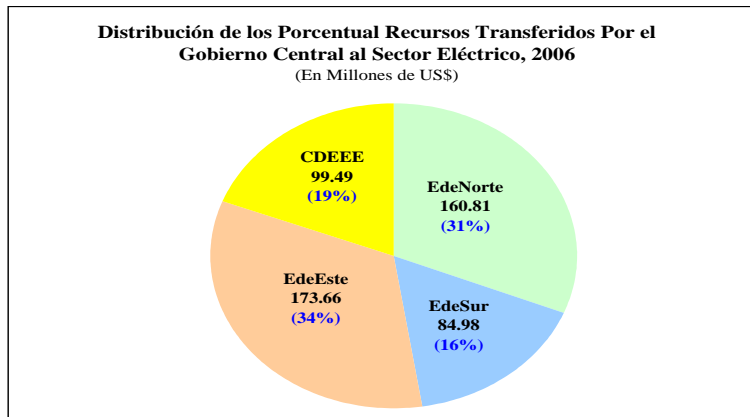
<sup>3</sup> Originalmente, lo programado fueron US\$48.8 millones, por pignoración de cuentas a Unión Fenosa; el Gobierno ejecutó transferencias durante enero-marzo por US\$12,2 millones; a partir de abril el concepto fue convertido en deuda de largo plazo.

<sup>4</sup> Realizados para cubrir transferencias programadas y no realizadas; y para financiar déficit originado por aumento de precios del petróleo.

Fuente: Elaborado con datos de CDEEE.

En enero-diciembre de 2006, el Gobierno transfirió sólo al sector eléctrico un total de **US\$518.9** millones. De estos, **US\$303.3** millones fueron para financiar el déficit de caja de las empresas distribuidoras, **US\$78.8** millones para cubrir el **75%** de energía suministrada a los sectores PRA, **US\$12.2** millones para el pago de los clientes pignorados por Unión Fenosa en enero-marzo de 2006 y **US\$37.6** millones para la realización de inversiones en el marco del programa de mejora de la distribución. Otros **US\$87.6** millones se contabilizan como aportes adicionales, no previstos en el presupuesto, destinados a absorber el aumento de los precios del petróleo y al financiamiento de operaciones cuyas transferencias no se realizaron de conformidad con lo programado (Cuadro No. 5). Es de destacarse que en las transferencias para financiar los conceptos déficit de caja de las distribuidoras y la factura del PRA la situación es de cero rezagos. En el caso de las transferencias para el pago de la deuda a Unión FENOSA, el Gobierno honró puntualmente hasta marzo el monto referido; a partir de abril el compromiso con Unión FENOSA quedó cubierto con su conversión en deuda pública a través de bonos soberanos, operación que fue efectuada en marzo de 2006. Excepto en el caso de las inversiones para mejorar la distribución, el Gobierno pagó puntualmente, conforme a lo programado, sus compromisos contraídos para apoyar la sostenibilidad del sector. Al cierre de diciembre se registró un rezago en el aporte público para las inversiones por un monto de **US\$36.7** millones.

**Gráfico No. 15**



Fuente: Elaborado con datos de CDEEE.

**Cuadro No. 6**

**R.D.: DESEMPEÑO E INCIDENCIA DEL SUBSIDIO ENERGÉTICO, 2004-2006**  
(Millones de Pesos)

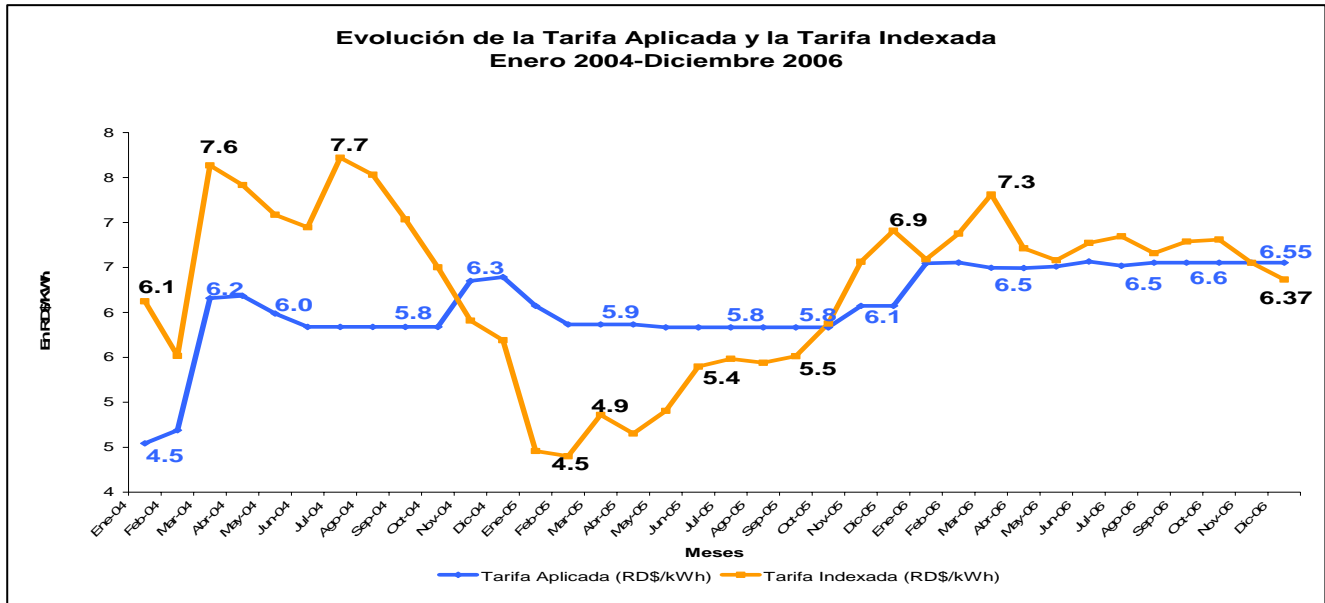
Conceptos	2004		2005		2006	
	Presupuestado	Ejecutado	Presupuestado	Ejecutado	Presupuestado	Ejecutado
Subsidio GLP	1,500	6,336	2,775	4,568	2,636	5,759
Subsidio Electricidad	4,852	4,335	17,312	17,758	15,553	16,682
<b>Total Subsidio Ejecutado</b>	<b>6,352</b>	<b>10,671</b>	<b>20,087</b>	<b>22,326</b>	<b>18,189</b>	<b>22,441</b>
PIB	777,188	777,188	884,939	884,939	1,004,294	1,004,294
Ingresos Corrientes	107,844	126,243	151,826	158,495	189,926	189,220
(Porcentajes)						
Subsidio GLP / PIB (%)	0.19	0.82	0.31	0.52	0.26	0.57
Subsidio Electricidad / PIB (%)	0.62	0.56	1.96	2.01	1.55	1.66
<b>Total Subsidio Energético / PIB (%)</b>	<b>0.82</b>	<b>1.37</b>	<b>2.27</b>	<b>2.52</b>	<b>1.81</b>	<b>2.23</b>
Subsidio GLP / Ing. Corrientes (%)	1.39	5.02	1.83	2.88	1.39	3.04
Sub. Elec. / Ingresos Corrientes (%)	4.50	3.43	11.40	11.20	8.19	8.82
<b>Total % Ingresos Corrientes</b>	<b>5.89</b>	<b>8.45</b>	<b>13.23</b>	<b>14.09</b>	<b>9.58</b>	<b>11.86</b>

Fuente: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos del SIGEF y ONAPRES.

**12. Tarifa, presiones financieras del sector y Acuerdo Stand-by.** Al menos cuatro son los factores que meten presión a las finanzas del sector eléctrico: las altas pérdidas en la distribución, bajas tasas de cobro de la factura, los altos precios de importación de los combustibles y las dificultades financieras del Gobierno para hacer transferencias al sector. Parte del aporte público para sostener el déficit del sector eléctrico está asociado al subsidio de la tarifa, la cual ha registrado pocos cambios desde 2004 hasta acá. El Gobierno, por tanto, ha tendido a absorber impactos derivados de los altos costos de los combustibles, el efecto inflación y variaciones mismas en el tipo de cambio. En enero-diciembre de 2006, el diferencial entre la tarifa aplicada (**RD\$6.54**) y la indexada (**RD\$6.77**)

promedió **\$0.24 pesos por KWh<sup>23</sup>**. La reducción de costos por menores precios de los combustibles<sup>24</sup>, la estabilidad del tipo de cambio y la reducción de la inflación contribuyeron a que la brecha entre la tarifa indexada y la observada se redujera e, incluso, que en diciembre la tarifa observada (**RD\$6.55/KW/h**) se situara por encima de la indexada (**RD\$6.37 KW/h**). (Gráfico No. 16).

**Gráfico No. 16**



FUENTE: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de SIE.

### El Subsidio Eléctrico en la Agenda de Diálogo del Gobierno Con los Organismos Internacionales

El tema del subsidio al sector eléctrico es un componente importante de la agenda de diálogo y acuerdos entre el Gobierno dominicano y los organismos internacionales, particularmente con el Banco Mundial y el FMI. Ya en enero de 2005 la Carta de Intención remitida al Fondo expresaba que parte del aumento en las transferencias corrientes, proyectadas en RD\$43 mil millones, serían compensados “por el ahorro que resulta de la focalización de los subsidios a los usuarios en la energía eléctrica”; de hecho, así se hizo a través de una mejor asignación del subsidio, enfocándolo en consumidores que usan menos de 200 KWh por mes y se proyectaron ajustes trimestrales a la tarifa para el resto de los consumidores. ¿Qué tanto se ha cumplido el propósito de la indexación? Del Gráfico No. 14 caben resaltar dos lecciones: i) la resistencia del Gobierno a ajustar la tarifa cobrada a la indexada, lo que se evidencia por el hecho de que a lo largo de casi 24 meses sólo en un breve período (octubre 2005-enero-2006) se registraron ajustes a la alza de la tarifa cobrada; en la mayor parte de los meses de 2005 y en los propios de 2006, la tarifa se mantuvo prácticamente congelada. En el primer caso, manteniéndose la indexada por debajo de la cobrada; en el caso de 2006, la tarifa indexada se ha situado regularmente por encima de la cobrada, convergiendo en la fecha más reciente (noviembre 2006).

La Carta de Intención del 29 de septiembre de 2005, al referirse a ahorros obtenidos en la gestión financiera del país, el Gobierno expresa que los emplearía para hacer frente a algunas necesidades entre las que se incluía “la posposición de la reducción del subsidio al gas licuado y el incremento de las transferencias del sector eléctrico”. Más tarde, en la Carta del 24 de abril de 2006, el GD se refiere al proyecto de presupuesto aprobado para 2006 cuya característica más relevante es la especificación de un déficit cero en el sector público no financiero, para lo cual se contempla una serie de esfuerzos fiscales; entre éstos, se incluye “la reducción del subsidio al gas licuado a RD\$2,600 millones y las transferencias al sector eléctrico a US\$500 millones...” En la coyuntura actual, cerrando el año fiscal 2006, el tema más crucial es el del ajuste fiscal que implica la reducción de gastos y/o el incremento de los ingresos. En lo que respecta a la primera vía, el ajuste por reducción de gastos, el FMI plantea que “es posible lograrlo eliminando o reduciendo significativamente los subsidios indiscriminados a la electricidad y al GLP y redirigiendo esos fondos hacia actividades que permitan al país cumplir con los Objetivos del Milenio”. El planteamiento FMI es que es posible incrementar el gasto social si se redirigen los subsidios ineficientes a la electricidad y el consumo del GLP<sup>25</sup>.

<sup>23</sup> En 2004 el diferencial de tarifa promedió RD\$0.97 peso; significa que a lo largo de ese año la tarifa fue subsidiada; en 2005, en cambio, el diferencial promedió RD\$-0.53, significando que el usuario pagó por encima de la indexada. En 2006, nueva vez, la tarifa está subsidiada en RD\$0.26 peso por kilowatt/hora.

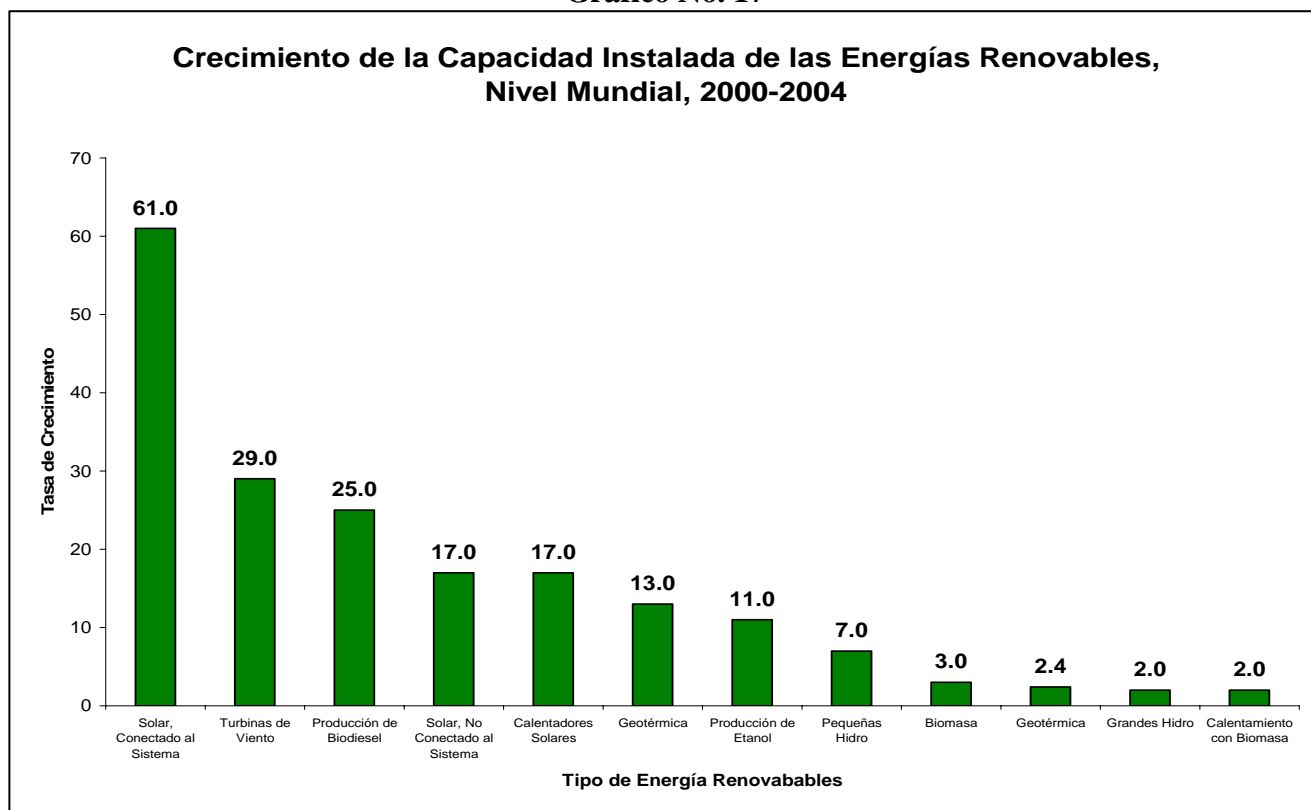
<sup>24</sup> En diciembre-2006, el costo de compra de energía ejecutado por las distribuidoras a las generadoras fue RD\$4.15, considerablemente más bajo (17.9%) que el costo programado. El costo observado en diciembre fue menor que el que se registró en noviembre, comportamiento que se explica por la distensión dada en los precios de los combustibles.

<sup>25</sup> Wolf, A.; ¿Por qué es Necesario Consolidar el Ajuste Fiscal? Conferencia dictada en Palacio Nacional, 2.11.2006.

## C. FUENTES ALTERNAS DE ENERGÍA

**13. La explotación de las fuentes renovables, el contexto mundial.** Las energías renovables constituyen hoy en día el nuevo paradigma energético que comparte el espacio del mercado con las fuentes energéticas convencionales. No son un concepto vacío. En 2004, las energías renovables produjeron el **16.7%** de la demanda de energía primaria mundial. La potencia eléctrica renovable instalada en 2004 en la Unión Europea<sup>26</sup>, en países en vías de desarrollo y en cinco países con mayor producción de energía renovable se estimó en 160 Gigavatios<sup>27</sup>. En los últimos años la producción de potencia eléctrica por diferentes tecnologías basadas en fuentes renovables creció a ritmos tales que evidencian el impulso del nuevo paradigma en el período 2000-2004. En orden, las tecnologías de mayor crecimiento en este período fueron la capacidad instalada de producción de energía solar (paneles solares), que creció en más de **61%**; la energía eólica, alrededor de **29%**; la producción de biodiesel, alrededor de **26%** y la capacidad instalada de calentadores de agua, alrededor de **20%**. Otras tecnologías con menor crecimiento fueron la geotermia, pequeñas hidroeléctricas, producción de etanol, energía de biomasa, y las grandes hidroeléctricas. La clave para el desarrollo de las energías renovables en el mundo son el medio físico (disponibilidad del recurso renovable), la capacidad tecnológica, el contexto económico y un marco regulatorio y legal apropiado.

Gráfico No. 17



FUENTE: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de Renewables 2005 Global Status Report.

**14. La sustitución de petróleo por etanol, un eje de la política energética estadounidense.** Reducir el consumo de petróleo y promover el uso de combustibles alternativos, como el etanol, constituye ya un eje de la política energética estadounidense. La estrategia tiene como propósito bajar la dependencia energética del exterior, ahorrar dinero y contribuir a la limpieza del

<sup>26</sup> En 2005, sólo en la UE se instalaron más de 2 millones de metros cuadrados en el sector solar térmico; esto lo evidencia el impulso que tiene en esta región la explotación de las fuentes renovables de energía y de que las condiciones de desarrollo de este sector están cambiando rápidamente (ENTE, No. 56).

<sup>27</sup> Worldwatch Institute, Renewables 2005: Global Status Report.

medio ambiente. Esta línea fue reiterada en su discurso anual sobre el estado de la nación ante el Congreso, en la última semana de enero-2007, dirigido a un pueblo que ha sido calificado por su presidente como "adicto al petróleo"; esta condición que representa una vulnerabilidad de esa nación ante lo que su presidente considera productores hostiles. La meta propuesta es reducir en 20% el consumo de petróleo en 10 años, promover el mercado de vehículos ecológicos y, especialmente, reorientar el consumo de etanol, biocombustible extraído del maíz y de la caña de azúcar, principalmente. La concretización de metas en este sentido implicaría la reasignación de importantes volúmenes de maíz que se destinarían a la producción de etanol. Esto traería consigo beneficios sólo marginales en términos de la seguridad energética buscada por el presidente estadounidense. Pero impactaría de manera significativa la economía agrícola de ese país, que es el principal exportador mundial de maíz y afectaría a otras economías, como la mexicana, que lo importa en grandes volúmenes para la producción de tortilla, y como la dominicana, cuyas exportaciones azucareras hacia ese mercado se verían beneficiadas. El acierto del discurso es orientar la atención hacia un problema medular de una economía mundial que es altamente dependiente de la energía, obtenida principalmente de hidrocarburos. Los combustibles fósiles son no renovables y son altamente contaminantes, al grado de que son los responsables principales del calentamiento global. Para reducir el uso de hidrocarburos se formuló en el decenio pasado el Protocolo de Kyoto, con cuyo espíritu y práctica los estadounidenses han sido hasta ahora renuentes. Con la nueva orientación, la política energética estadounidense estaría tendiendo a convergencia con el referido protocolo. El nuevo lineamiento luce perdurable, toda vez que difícilmente futuros gobernantes de ese país podrán desentenderse del mismo.

**15. Dotación y desarrollo de fuentes energéticas: marco regional.** La región América Latina y el Caribe califica como una de las regiones mejor dotadas del planeta en recursos energéticos. Dispone de grandes yacimientos de fuentes no renovables (combustibles fósiles como carbón, petróleo y gas natural), fuentes hidro y fuentes de energía renovable. El potencial hidroeléctrico de la región supera los 580 mil MW y los 3 millones de GW/año; el potencial hidro está utilizado en un **26%**. En el caso de las energías renovables, OLADE estima el potencial energético en 62 mil MW y más de 217 mil GW/año; el potencial utilizado de las energías renovables, en cambio, se estima en **4.2%**. Queda todavía, por tanto, mucha fuente hidro por explotar; y en lo que respecta a las energías renovables, su explotación está en pañales todavía. Por su parte, el perfil de abundancia relativa de las fuentes convencionales de energía, medido en términos de la relación reserva/producción, es el siguiente: petróleo, **31 años**, gas natural, **47 años** y carbón, **280 años**. Todo esto indica que energía hay para rato y por diferentes fuentes fósiles en la región América Latina y el Caribe. Vale indicar que estas duraciones están vinculadas directamente al precio y a la eficiencia energética, de manera que cuanto más alto son los precios en el mercado y cuanto mayor es la eficiencia energética, mayor será la relación reserva/producción de los mismos.

**Cuadro No. 7**

**América Latina y el Caribe: Perfil del Potencial Energético, 2004**

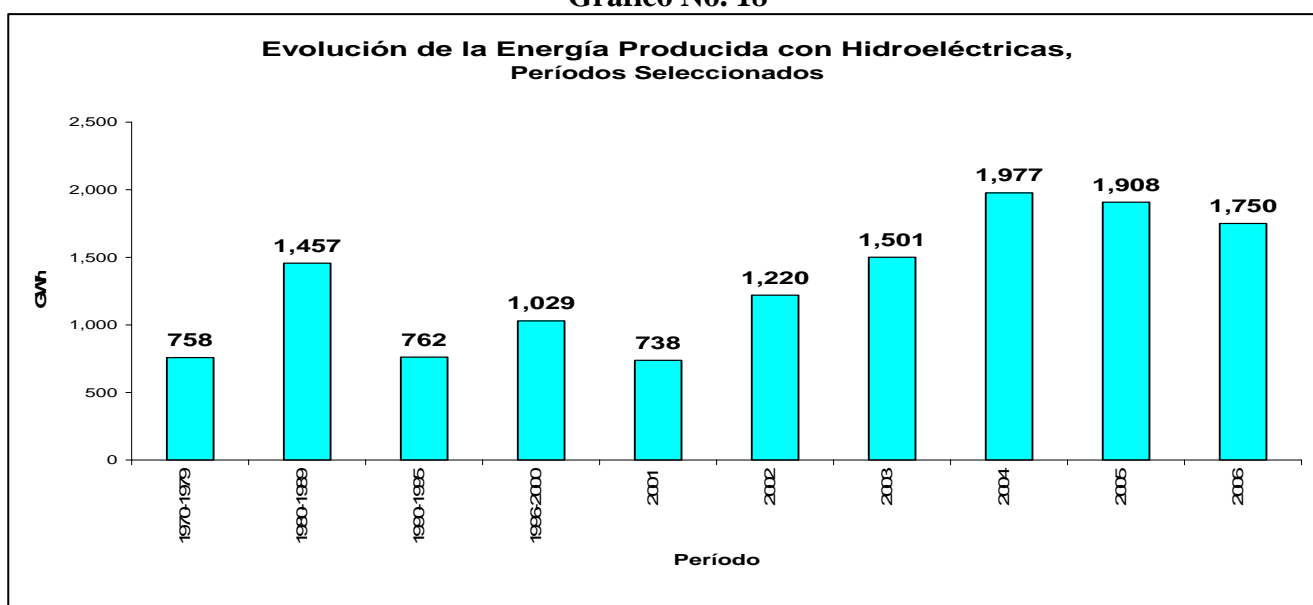
Energético	Reservas Probadadas	Unidad	Relación Reserva / Producción (años)
<b>Petróleo</b>	112,791	Millones de Bbls	31
<b>Gas Natural</b>	7,525	Mil Millones de Mts <sup>3</sup>	47
<b>Carbón</b>	20,968	Millones de Tons	280

FUENTE: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de SIEE-OLADE.

## 16. Dotación y desarrollo de fuentes energéticas renovables: marco nacional.

Cuando se habla de fuentes de energía renovable en el ámbito eléctrico, básicamente se refiere a cuatro fuentes: el agua, la radiación solar, el viento y la geotermia. Como lo es en todo el mundo, la explotación de las fuentes renovables es muy incipiente en República Dominicana, excepto el caso agua<sup>28</sup>. ¿Qué interesa monitorear en lo que se refiere a la explotación del agua como fuente de energía? Fundamentalmente, importa conocer y dar seguimiento a variables como la capacidad instalada y acumulada, el factor de capacidad medio y la generación secundaria de electricidad. ¿Qué hay de esto en República Dominicana? El parque de generación hidro del país cuenta con 32 plantas hidroeléctricas instaladas en 20 embalses y represas. El gráfico No. 18 expresa cómo evolucionó en el país la cantidad, en Gwh, de la producción-hidro, desde 1970 hasta 2006. En los últimos años, la producción hidro ha ganado terreno, recuperando niveles como los que tuvo la década de los ochenta, cuando la producción hidroeléctrica sostuvo un largo período de auge.

Gráfico No. 18



FUENTE: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos de CNE y OC.

La presa más antigua del país, con actividad de producción en la actualidad, es la de Jimenoa, en la Cuenca Yaque del Norte, que data de 1950. Posteriormente, a finales de la década de los sesenta, se construyó la pequeña presa Las Damas (Cuenca Hoya de Enriquillo). En la década de los setenta se realizó un gran esfuerzo de inversión pública que dio como resultado la construcción de siete presas (Tavera, Valdesia, Las Barrías, Rincón, Sabana Yegua, Maguaca y Chacuey que en conjunto sumaron una capacidad de almacenamiento de 367 Mm<sup>3</sup>.<sup>29</sup> En los ochenta, se construyeron las presas de Sabaneta, Hatillo, Bao, López y Cabeza de Caballo; las cinco sumaron una capacidad de almacenamiento de 268 Mm<sup>3</sup>; en los noventa se sumaron 224 Mm<sup>3</sup> con la construcción de Mijo, Jigüey, Aguacate y Río Blanco. En el último quinquenio se sumaron las infraestructuras Contraembalse Monción, y la presa de Monción. En total, la capacidad instalada de almacenamiento es de 1,963 Mm<sup>3</sup>. Es importante destacar que de la dotación de infraestructura de disponibilidad de embalses y represas depende el potencial de producción hidro en un país. Actualmente están en desarrollo dos proyectos hidroeléctricos: Pinalito, con dos unidades de generación de 25 MW cada una y una producción anual de 139 Gwh, y Palomino, que preliminarmente se proyecta con una capacidad de 99 MW y una generación media de 183.7 Gw/año<sup>30</sup>.

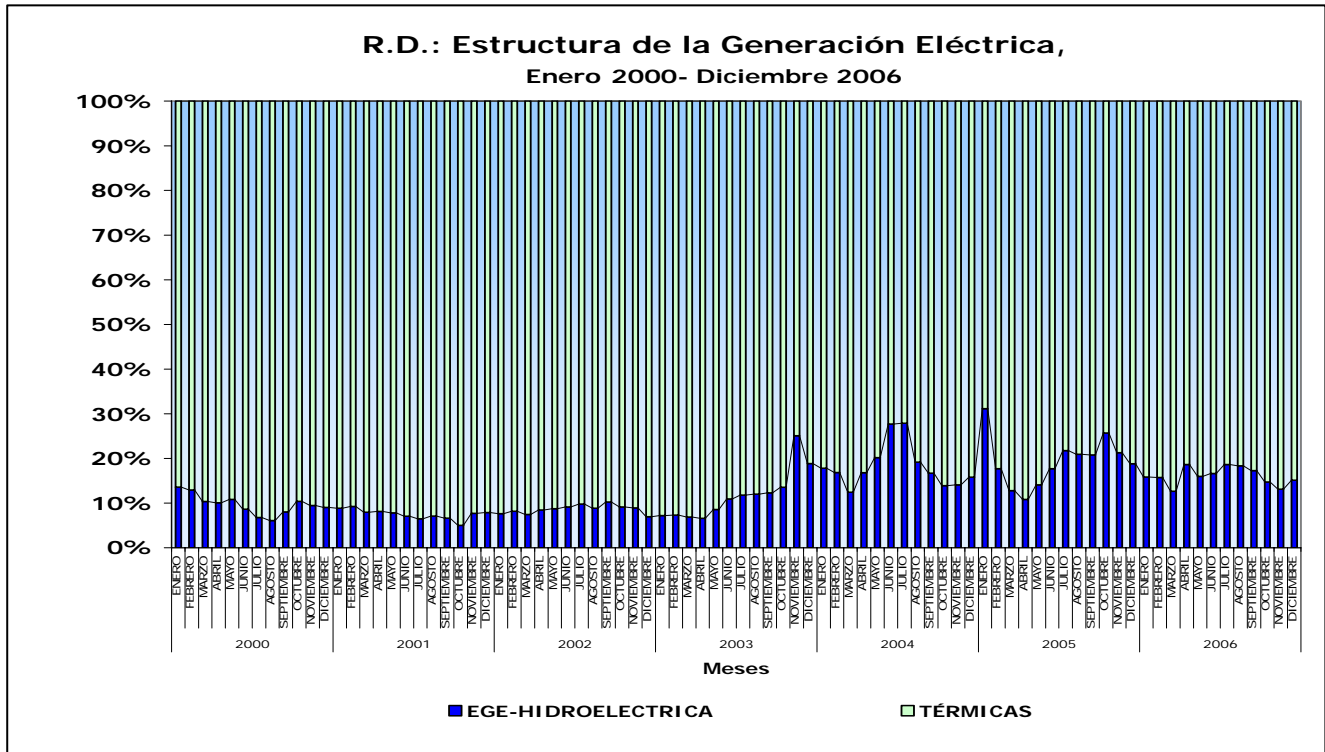
<sup>16</sup> La primera represa o embalse de agua en República Dominicana, la de Jimenoa, inició operación en 1950; actualmente esa infraestructura aporta el 0.4% de la potencia eléctrica renovable en el país.

<sup>29</sup> Mm<sup>3</sup> = Millones de metros cúbicos.

<sup>30</sup> El proyecto Palomino está actualmente en revisión técnica y las proyecciones podrían variar.

Como se observa en el gráfico No. 19, desde 2003 hasta acá la proporción de la producción hidro en el total generado se elevó significativamente respecto de años previos. En 2006 esta proporción representó el **16.3%** de la generación total, significativamente menor que la proporción de 2005 (**19.5%**).

**Gráfico No. 19**



FUENTE: Elaborado por UAAES/SEEPyD con datos del Organismo Coordinador.

Por otra parte, se están impulsando proyectos en lo que se refiere al aprovechamiento de la radiación solar (energía solar) y de explotación del potencial eólico, tanto en lo que respecta a la creación de aerogeneradores de electricidad como el uso de aerobombas. Además, hay iniciaciones en desarrollar el mercado de los biocombustibles en República Dominicana. De los esfuerzos que se van realizando en el país para la explotación de las fuentes renovables de energía, por iniciativa pública y privada, y de los resultados obtenidos se dará cuenta en ediciones futuras de este **Monitor Energético**.

**17. El desempeño de la generación-HIDRO: aporte a la soberanía energética nacional.** En enero-diciembre de 2006 la Empresa Generadora de Electricidad (EGEHIDRO), del emporio estatal CDEEE, aportó al sistema eléctrico más de **1,750 Gwh** y la facturación rebasó los **RD\$7,200 millones**. El desarrollo y gestión de un programa de mantenimiento preventivo en los últimos doce meses contribuyó a este desempeño. La distribución de la generación, por región, fue así: **51%** en la región Norte mientras que el resto (**49%**) se produjo en la región Sur. Los mayores aportes, por central, lo hicieron Tavera (**19%** del total hidroeléctrico generado) seguido por la central Aguacate (**16%**). Específicamente en el período agosto-diciembre de 2006 el aporte a la oferta total de electricidad en el promedió **18%**, lo que representó un alivio importante en economía de divisa, vía el pago de la factura petrolera. Actualmente, EGE-HIDRO ejecuta los proyectos Pinalito, Palomino, Las Barías, Magueyal, PRYN Brazo Derecho y la ampliación de la Central de Hatillo. Además, realiza trabajos complementarios en la Central Rosa Julia de la Cruz (Boba) y Domingo Rodríguez. El desarrollo de la infraestructura apropiada y los resultados obtenidos en generación hidroeléctrica constituye, hoy por hoy, el esfuerzo más encomiable para reducir la dependencia energética y la vulnerabilidad del país ante shocks petroleros como el que registra actualmente la economía mundial, cuya duración supera ya los **85 meses**.

## **18. La explotación de las fuentes renovables, eje estratégico de política energética en economías del Caribe.**

En el 7mo. *Foro Anual de Energía del Caribe*, que se llevó a cabo la última semana de enero de 2007 en la ciudad de Miami, el incumbente de la Secretaría de Economía, Planificación y Desarrollo (SEEPYD) dictó la conferencia titulada *Oferta y precios de la energía: Impacto en el crecimiento económico de la región del Caribe*, en la que analizó la situación energética y el impacto de los altos precios del petróleo en las economías caribeñas. Con sus planteamientos, el incumbente de la SEEPYD sentó bases para delinear y proponer lo que, a su juicio, constituyen los cinco ejes de política que los países caribeños debieran integrar en su estrategia para reducir la vulnerabilidad frente a los shocks petroleros y mejorar las condiciones para garantizar el crecimiento y desarrollo sostenido. Los ejes propuestos son: **1) *Diversificación de la matriz energética***, principalmente mediante aumento de la participación del gas natural y el carbón, reduciendo así su dependencia del petróleo. **2) *Desarrollo de políticas coherentes y sostenidas en el mediano y largo plazos que impulsen la exploración de hidrocarburos fósiles en países cuyo perfil de cuencas resulta prometedor***; el fin orientador de este eje es reducir la dependencia de las importaciones energéticas, garantizar el suministro y mejorar el perfil de la soberanía energética en las pequeñas economías del Caribe. **3) *Desarrollo y gestión de políticas para mejorar la eficiencia energética en la subregión***; este eje está orientado a reducir los altos niveles de irracionalidad en el consumo de energía, lo que afecta la capacidad de crecimiento y competitividad de las economías caribeñas. El desarrollo y gestión de proyectos orientados a mejorar la intensidad energética deberían constituir, desde esta perspectiva, prioridades nacionales en las economías del Caribe. **4) *Creación de climas (marcos políticos, legales e institucionales) que favorezcan la inversión en explotación de las fuentes renovables***. Desde esta perspectiva, el desarrollo de las energías renovables deberá constituir de manera creciente una alternativa y protección contra los fluctuantes precios de la energía proveniente de fuentes fósiles. **5) *Impulso de iniciativas y programas nacionales para el desarrollo del mercado de biocombustibles en países con alto potencial***. El bioetanol, sumado a la producción de energía solar y eólica, son opciones prometedoras en los países de la subregión, principalmente en Cuba, Guyana y República Dominicana.

**SECRETARIO DE ESTADO DE ECONOMÍA,  
PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO - SEEPyD  
JUAN TEMÍSTOCLES MONTÁS**

**DIRECTORA UAES-SEEPyD  
MAGDALENA LIZARDO**

**ELABORACIÓN  
JUAN T. MONEGRO  
BEVERLY FERNÁNDEZ**

Cualquier observación sobre el contenido, favor dirigirla a [jmonegro@pro-reforma.gov.do](mailto:jmonegro@pro-reforma.gov.do)